

Compatibilità ambientale dell'ampliamento del teleriscaldamento di Torino correlato al sistema di cogenerazione

Original

Compatibilità ambientale dell'ampliamento del teleriscaldamento di Torino correlato al sistema di cogenerazione / Senor, Annamaria; Genon, Giuseppe; Panepinto, Deborah. - (2016). [10.6092/polito/porto/2652196]

Availability:

This version is available at: 11583/2652196 since: 2016-10-07T16:02:08Z

Publisher:

Politecnico di Torino

Published

DOI:10.6092/polito/porto/2652196

Terms of use:

Altro tipo di accesso

This article is made available under terms and conditions as specified in the corresponding bibliographic description in the repository

Publisher copyright

(Article begins on next page)

POLITECNICO DI TORINO

I FACOLTÀ DI INGEGNERIA

**DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA PER
L'AMBIENTE NATURALE E COSTRUITO**

XXVIII° Ciclo



**Compatibilità ambientale
dell'ampliamento del
teleriscaldamento di Torino correlato
al sistema di cogenerazione**

RELATORE

Ch.mo Prof. Giuseppe Genon

CORRELATORE

Dott. Ing. Deborah Panepinto

CANDIDATA

Annamaria Senior

Matr. 200770

Anno Accademico 2013/2016

Introduzione	15
Capitolo 1	19
TELERISCALDAMENTO E COGENERAZIONE	19
1.0 Introduzione.....	19
1.1 Il Teleriscaldamento e la cogenerazione	20
1.2 Diffusione dei sistemi di teleriscaldamento in Italia.....	24
1.3 Componenti principali del sistema di teleriscaldamento	28
1.3.1 Combustibili.....	29
1.3.2 Generatore	33
1.3.3 La rete di distribuzione	45
1.3.4 Sottostazioni di pompaggio	46
1.3.5 Unità di scambio	46
1.4 Raffronto tra vantaggi e limiti del teleriscaldamento	47
1.4.1 Aspetti energetici e ambientali.....	48
1.4.2 Benefici per gli utenti.....	49
1.5 Norme e Incentivi d'ambito	51
1.5.1 Le Norme.....	52
1.5.2 Gli incentivi.....	53
1.5.3 Le tariffe	56
1.6 Conclusioni: È opportuna una politica di sviluppo del teleriscaldamento?	56
Capitolo 2	59
DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI ANALIZZATI	59
2.1 Introduzione.....	59
2.2 Localizzazione degli impianti	60
2.3 Principio di funzionamento.....	61
2.4 Centrale cogenerativa 2°GT di Moncalieri.....	63

2.5	Centrale cogenerativa 3°GT di Moncalieri.....	65
2.6	Impianto di integrazione e riserva di Moncalieri.....	66
2.7	Servizi ausiliari delle centrali di Moncalieri.....	67
2.7.1	Sistemi ausiliari delle centrali.....	67
2.7.2	Sistema di controllo.....	68
2.7.3	Sistema elettrico.....	68
2.7.4	Impianto trattamento acque reflue industriali	68
2.7.5	Impianto trattamento acque meteoriche	69
2.7.6	Sistema di intercetto delle acque reflue e meteoriche –	69
2.7.7	Stoccaggio rifiuti	69
2.7.8	Sistema di monitoraggio emissioni ambientali	69
2.8	Centrale cogenerativa di Torino Nord.....	70
2.8.1	Sistema di abbattimento fumi.....	72
2.8.2	Accumulatori di calore	73
2.8.3	Servizi ausiliari.....	73
2.8.4	Sistema di controllo.....	74
2.8.5	Sistema elettrico.....	74
2.8.6	Stoccaggio rifiuti	74
2.9	Caldaie di integrazione e riserva Torino Nord	75
2.10	Caldaie di integrazione e riserva del POLITECNICO.....	75
2.11	Caldaie di integrazione e riserva BIT	77
2.12	Analisi energetico – gestionale dell’impianto	77
2.12.1	Assunzioni.....	77
2.13	Riconoscimenti ambientali	80
Capitolo 3.....		81
FABBISOGNO TERMICO DELL’AREA DI STUDIO.....		81
3.0	Introduzione.....	81

3.1	<i>Analisi urbanistica dei Comuni di interesse</i>	83
3.1.0	<i>Metodologia adottata</i>	83
3.1.1	<i>Comune di Grugliasco</i>	84
3.1.1.1	<i>Inquadramento demografico</i>	85
3.1.1.2	<i>Bilancio energetico comunale</i>	85
3.1.1.3	<i>Destinazione d'uso del suolo ed edifici</i>	90
3.1.2	<i>Comune di Nichelino</i>	92
3.1.2.1	<i>Inquadramento demografico</i>	93
3.1.2.2	<i>Bilancio energetico comunale e analisi del combustibile alimentante le caldaie domestiche</i>	93
3.1.2.3	<i>Destinazione d'uso del suolo e parco abitativo</i>	94
3.1.3	<i>Comune di Moncalieri</i>	95
3.1.3.1	<i>Inquadramento demografico</i>	96
3.1.4	<i>Comune di Torino</i>	97
3.1.4.1	<i>Inquadramento demografico</i>	98
3.1.4.2	<i>Bilancio energetico comunale e analisi del combustibile alimentante le caldaie domestiche</i>	99
3.1.4.3	<i>Destinazione d'uso del suolo e zone di Torino teleriscaldabili</i>	101
3.2	<i>Analisi delle aree teleriscaldate</i>	102
3.2.1	<i>Definizione delle caratteristiche relative alle utenze servite dal TLR</i>	102
3.2.2	<i>Geo-localizzazione delle utenze servite dal teleriscaldamento</i>	105
3.3	<i>Ipotesi e modello di richiesta termica dall'utenza</i>	107
3.3.1	<i>Riferimento dei dati</i>	107
3.3.2	<i>Elaborazione della curva di carico termico dell'utenza di Torino</i>	108
	Capitolo 4	114
	SCENARI DI STUDIO	114
4.0	<i>Introduzione</i>	114

4.1	<i>Gli scenari di studio</i>	<i>114</i>
Capitolo 5.....		122
BILANCIO AMBIENTALE: Metodologia.....		122
5.0	<i>Introduzione.....</i>	<i>122</i>
5.1	<i>Considerazioni alla base del bilancio ambientale</i>	<i>123</i>
5.1.1	<i>Considerazioni teoriche.....</i>	<i>123</i>
5.1.2	<i>Ipotesi alla base del calcolo.....</i>	<i>127</i>
5.2	<i>Definizione delle Emissioni annue delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva..</i>	<i>128</i>
5.2.1	<i>Ciclo annuale di funzionamento degli impianti.....</i>	<i>128</i>
5.2.2	<i>Caratterizzazione dei fumi uscenti da camino</i>	<i>128</i>
5.2.3	<i>Emissioni prodotte dalle centrali cogenerative e di integrazione e riserva</i>	<i>136</i>
5.3	<i>Definizione dei fattori di emissioni</i>	<i>137</i>
5.3.1	<i>Media pesata di FE per combustibile Gas naturale e Gasolio.....</i>	<i>138</i>
5.3.2	<i>FE medi stimati combinando la distribuzione locale di caldaie sostituite.....</i>	<i>138</i>
5.3.3	<i>FE da letteratura per le stime ambientali a livello globale</i>	<i>139</i>
5.3.4	<i>FE nazionali per la produzione di energia elettrica</i>	<i>140</i>
Capitolo 6.....		141
BILANCIO AMBIENTALE: CONCLUSIONI		141
6.0	<i>Introduzione.....</i>	<i>141</i>
6.1	<i>Applicazione del bilancio ambientale: Assetto elettrico</i>	<i>141</i>
6.1.1	<i>Assetto elettrico: Bilancio ambientale su scala globale</i>	<i>142</i>
6.2	<i>Applicazione del bilancio ambientale: Assetto cogenerativo.....</i>	<i>144</i>
6.2.1	<i>Assetto cogenerativo: Bilancio ambientale su scala locale.....</i>	<i>144</i>
6.2.2	<i>Assetto cogenerativo: Bilancio ambientale su scala globale</i>	<i>148</i>
6.3	<i>Conclusioni sul bilancio ambientale: Elettrico vs. Cogenerativo</i>	<i>153</i>
Capitolo 7.....		155

VALUTAZIONE MONETARIA DELL'IMPATTO AMBIENTALE: metodo .155

7.0	Introduzione.....	155
7.1	Definizione delle esternalità	156
7.2	Cenni teorici della metodologia rigorosa espressa dall'ExternE.....	157
7.3	Metodologia semplificata applicata per la valutazione delle esternalità	160
7.3.1	Equazioni di riferimento	160
7.3.2	Il "modello del mondo uniforme" (UWM).....	164
7.4	Assunzioni e limiti adottati nella valutazione economica delle esternalità.....	167

Capitolo 8..... 170

VALUTAZIONE DELLE ESTERNALITA': CONCLUSIONI..... 170

8.0	Introduzione.....	170
8.1	Valutazione monetaria su scala locale	170
8.2	Considerazioni finali: valutazione monetaria su scala locale	177
8.3	Valutazione monetaria su scala globale.....	178
8.4	Considerazioni finali: valutazione monetaria su scala globale	185
8.5	Quadro conclusivo delle Esternalità.....	187

Capitolo 9..... 189

METODOLOGIA PER VALUTARE LE RICADUTE DI INQUINANTI AL SUOLO..... 189

9.0	Introduzione.....	189
9.1	Approccio metodologico per la stima degli inquinanti al suolo	190
9.1.1	Inquinante simulato: NO _x	191
9.1.2	Inquinante simulato: TSP - PM ₁₀	193
9.1.3	Caratteristiche tecniche salienti di Aermod	195
9.1.4	Dati richiesti dal modello	198
9.1.5	Area di studio	199

9.1.6	Dati meteorologici utilizzati	200
9.2	Impianti di Cogenerazione e Integrazione e Riserva.....	201
9.3	Utenze civili	202
9.4	Metodologia: Bilancio della concentrazione di NO _x e PM ₁₀ al suolo	205
Capitolo 10		207
RICADUTA DI INQUINANTI AL SUOLO: CONCLUSIONI		207
10.0	Introduzione.....	207
10.1	Ricadute di inquinanti emessi dalle centrali a servizio del sistema di Teleriscaldamento.....	208
10.2	Ricaduta di inquinanti al suolo evitati a seguito dello spegnimento di caldaie domestiche.....	211
10.3	Bilancio al suolo degli inquinanti.....	215
Capitolo 11		219
CONCLUSIONI.....		219
11.0	Introduzione.....	219
11.1	Conclusioni sul bilancio ambientale	221
11.2	Conclusioni sulle Esternalità	222
11.3	Conclusioni sulle ricadute al suolo di inquinanti.....	225
Appendice 1.....		229
Scenari di studio.....		229
A1.0	Introduzione	229
Appendice 2.....		259
A2.0	Introduzione	259
A2.1	Emissioni prodotte dalle centrali cogenerative.....	259
Appendice 3.....		265

A3.0	Introduzione	265
A.3.1.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO _x - 2014	267
A.3.1.2	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 26 Dicembre 2014	268
A.3.1.3	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 03 Gennaio 2014	269
A3.1.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2014	270
A.3.1.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2014	271
A3.1.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – o3 gennaio 2014	272
A.3.2	Dati emissivi per il II° Assetto cogenerativo - 2015	273
A.3.2.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO _x - 2015	275
A.3.2.2	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 26 Dicembre 2015	276
A.3.2.3	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 03 Gennaio 2015	277
A.3.2.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2015	278
A.3.2.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2015	279
A.3.2.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – o3 gennaio 2015	280
A.3.3	Dati emissivi per il III° Assetto cogenerativo - 2016	281
A.3.3.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO _x - 2016	283
A.3.3.2	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 26 Dicembre 2016	284
A.3.3.3	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 03 Gennaio 2016	285
A.3.3.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2016	286
A.3.3.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2016	287
A.3.3.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – o3 gennaio 2016	288
A3.4	Dati emissivi per il IV° Assetto cogenerativo - 2017	289
A.3.4.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO _x - 2017	291
A.3.4.2	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 26 Dicembre 2017	292
A.3.4.3	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 03 Gennaio 2017	293
A.3.4.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2017	294
A.3.4.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2017	295
A.3.4.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – o3 gennaio 2017	296

A3.5	Dati emissivi per il V° Assetto cogenerativo - 2018.....	297
A.3.5.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2018	299
A.3.5.2	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2018.....	300
A.3.5.3	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2018.....	301
A.3.5.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2018	302
A.3.5.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2018.....	303
A.3.5.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2018	304
A3.6	Dati emissivi per il VI° Assetto cogenerativo - 2019.....	305
A.3.6.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2019	307
A.3.6.2	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2019.....	308
A.3.6.3	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2019.....	309
A.3.6.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2019	310
A.3.6.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2019.....	311
A.3.6.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2019	312
A3.7	Dati emissivi per il VII° Assetto cogenerativo - 2020.....	313
A.3.7.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2020	315
A.3.7.2	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2020.....	316
A.3.7.3	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2020.....	317
A.3.7.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2020	318
A.3.7.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2020.....	319
A.3.7.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2020	320
A3.8	Dati emissivi per il VIII° Assetto cogenerativo - 2021.....	321
A.3.8.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2021	323
A.3.8.2	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2021.....	324
A.3.8.3	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2021.....	325
A.3.8.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2021	326
A.3.8.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2021.....	327
A.3.8.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2021	328

A3.9	Dati emissivi per il IX° Assetto cogenerativo - 2022	329
A.3.9.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO _x - 2022	331
A.3.9.2	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 26 Dicembre 2022	332
A.3.9.3	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 03 Gennaio 2022	333
A.3.9.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2022	334
A.3.9.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2022	335
A.3.9.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2022	336
A3.10	Dati emissivi per il X° Assetto cogenerativo - 2023	337
A.3.10.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO _x - 2023	339
A.3.10.2	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 26 Dicembre 2023	340
A.3.10.3	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 03 Gennaio 2023	341
A.3.10.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2023	342
A.3.10.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2023	343
A.3.10.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2023	344
A3.11	Dati emissivi per il II° scenario di TLR - 2014	345
A.3.11.1	Risultati medi annui di ricaduta al suolo di NO _x – 2014	350
A.3.11.2	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 26 Dicembre 2014	351
A.3.11.3	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 03 Gennaio 2014	352
A.3.11.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2014	353
A.3.11.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2014	354
A.3.11.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2014	355
A3.12	Dati emissivi per il II° scenario di TLR - 2015	356
A.3.12.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO _x - 2015	361
A.3.12.2	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 26 Dicembre 2015	362
A.3.12.3	Risultati di ricaduta al suolo di NO _x – 03 Gennaio 2015	363
A.3.12.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2015	364
A.3.12.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2015	365
A.3.12.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2015	366

<i>A3.13 Dati emissivi per il III° scenario di TLR - 2016.....</i>	<i>367</i>
<i>A.3.13.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2016</i>	<i>372</i>
<i>A.3.13.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2016.....</i>	<i>373</i>
<i>A.3.13.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2016.....</i>	<i>374</i>
<i>A.3.13.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2016</i>	<i>375</i>
<i>A.3.13.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2016.....</i>	<i>376</i>
<i>A.3.13.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2016.....</i>	<i>377</i>
<i>A3.14 Dati emissivi per il IV° Scenario di TLR - 2017</i>	<i>378</i>
<i>A.3.14.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2017</i>	<i>383</i>
<i>A.3.14.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2017.....</i>	<i>384</i>
<i>A.3.14.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2017.....</i>	<i>385</i>
<i>A.3.14.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2017</i>	<i>386</i>
<i>A.3.14.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2017.....</i>	<i>387</i>
<i>A.3.14.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2017</i>	<i>388</i>
<i>A3.15 Dati emissivi per il V° Scenario di TLR - 2018.....</i>	<i>389</i>
<i>A.3.15.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2018.....</i>	<i>394</i>
<i>A.3.15.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2018.....</i>	<i>395</i>
<i>A.3.15.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2018.....</i>	<i>396</i>
<i>A.3.15.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2018</i>	<i>397</i>
<i>A.3.15.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2018.....</i>	<i>398</i>
<i>A.3.15.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2018</i>	<i>399</i>
<i>A3.16 Dati emissivi per il VI° Scenario di TLR - 2019.....</i>	<i>400</i>
<i>A.3.16.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2019</i>	<i>405</i>
<i>A.3.16.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2019.....</i>	<i>406</i>
<i>A.3.16.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2019.....</i>	<i>407</i>
<i>A.3.16.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2019.....</i>	<i>408</i>
<i>A.3.16.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2019.....</i>	<i>409</i>
<i>A.3.16.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2019</i>	<i>410</i>

A3.17	Dati emissivi per il VII° Scenario di TLR - 2020.....	411
A.3.17.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2020	416
A.3.17.2	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2020	417
A.3.17.3	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2020.....	418
A.3.17.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2020	419
A.3.17.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2020.....	420
A.3.17.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2020	421
A3.18	Dati emissivi per il VIII° Scenario di TLR - 2021.....	422
A.3.18.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2021	427
A.3.18.2	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2021	428
A.3.18.3	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2021.....	429
A.3.18.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2021	430
A.3.18.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2021.....	431
A.3.18.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2021	432
A3.19	Dati emissivi per il IX° Scenario di TLR - 2022.....	433
A.3.19.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2022	438
A.3.19.2	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2022	439
A.3.19.3	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2022.....	440
A.3.19.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2022	441
A.3.19.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2022.....	442
A.3.19.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2022	443
A3.20	Dati emissivi per il X° Scenario di TLR - 2023.....	444
A.3.20.1	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2023	449
A.3.20.2	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2023	450
A.3.20.3	Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2023.....	451
A.3.20.4	Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 2023	452
A.3.20.5	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 26 Dicembre 2023.....	453
A.3.20.6	Risultati di ricaduta al suolo di PM ₁₀ – 03 gennaio 2023	454

A3.21 Bilancio al suolo per il I° scenario di TLR – 2014.....	455
A.3.21.1 Bilancio al suolo di NO _x - I Scenario - 2014.....	455
A.3.21.2 Bilancio al suolo di NO _x del 26 Dicembre 2014 – I Scenario	457
A.3.21.3 Bilancio al suolo di NO _x del 03 Gennaio 2014 – I Scenario	458
A.3.21.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ - I Scenario - 2014.....	459
A.3.21.5 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 26 Dicembre 2014 – I Scenario.....	460
A.3.21.6 Bilancio al suolo di PM ₁₀ del 03 Gennaio 2014 – I Scenario	461
A3.22 Bilancio al suolo per il II° scenario di TLR - 2015	462
A.3.22.1 Bilancio al suolo di NO _x - II Scenario - 2015.....	462
A.3.22.2 Bilancio al suolo di NO _x 26 Dicembre 2015 – II Scenario	464
A.3.22.3 Bilancio al suolo di NO _x 03 Gennaio 2015 – II Scenario.....	465
A.3.22.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ - II Scenario - 2015.....	466
A.3.22.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 26 Dicembre 2015 – II Scenario.....	467
A.3.22.5 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 03 Gennaio 2015 – II Scenario.....	468
A3.23 Bilancio al suolo per il III° scenario di TLR - 2016	469
A.3.23.1 Bilancio al suolo di NO _x - III Scenario - 2016.....	469
A.3.23.2 Bilancio al suolo di NO _x 26 Dicembre 2016 – III Scenario	471
A.3.23.3 Bilancio al suolo di NO _x 03 Gennaio 2016 – III Scenario.....	472
A.3.23.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ - III Scenario - 2016.....	473
A.3.23.5 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 26 Dicembre 2016 – III Scenario.....	474
A.3.23.6 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 03 Gennaio 2016 – III Scenario.....	475
A3.24 Bilancio al suolo per il IV° scenario di TLR - 2017	476
A.3.24.1 Bilancio al suolo di NO _x - IV Scenario - 2017	476
A.3.24.2 Bilancio al suolo di NO _x 26 Dicembre 2017 – IV Scenario.....	477
A.3.24.3 Bilancio al suolo di NO _x 03 Gennaio 2017 – IV Scenario.....	478
A.3.24.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ - IV Scenario - 2017.....	479
A.3.24.5 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 26 Dicembre 2017 – IV Scenario.....	480
A.3.24.6 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 03 Gennaio 2017 – IV Scenario.....	481

A3.25 Bilancio al suolo per il V° scenario di TLR - 2018.....	482
A.3.25.1 Bilancio al suolo di NO _x - V Scenario - 2018	482
A.3.25.2 Bilancio al suolo di NO _x 26 Dicembre 2018 – V Scenario.....	483
A.3.25.3 Bilancio al suolo di NO _x 03 Gennaio 2018 – V Scenario.....	484
A.3.25.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ - V Scenario - 2018.....	485
A.3.25.5 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 26 Dicembre 2018 – V Scenario.....	486
A.3.25.6 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 03 Gennaio 2018 – V Scenario.....	487
A3.26 Bilancio al suolo per il VI° scenario di TLR - 2019	488
A.3.26.1 Bilancio al suolo di NO _x - VI Scenario - 2019	488
A.3.26.2 Bilancio al suolo di NO _x 26 Dicembre 2019 – VI Scenario.....	489
A.3.26.3 Bilancio al suolo di NO _x 03 Gennaio 2019 – VI Scenario.....	490
A.3.26.5 Bilancio al suolo di PM ₁₀ - VI Scenario - 2019.....	491
A.3.26.5 Bilancio al suolo di PM ₁₀ del 26 Dicembre 2019 – VI Scenario.....	492
A.3.26.6 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 03 Gennaio 2019 – VI Scenario.....	493
A3.27 Bilancio al suolo per il VII° scenario di TLR - 2020	494
A.3.27.1 Bilancio al suolo di NO _x - VII Scenario - 2020	494
A.3.27.2 Bilancio al suolo di NO _x 26 Dicembre 2020 – VII Scenario.....	495
A.3.27.3 Bilancio al suolo di NO _x 03 Gennaio 2020 – VII Scenario.....	496
A.3.27.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ - VII Scenario - 2020.....	497
A.3.27.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ 26 Dicembre 2020 – VII Scenario.....	498
A.3.27.6 Bilancio al suolo di PM ₁₀ del 03 Gennaio 2020 – VII Scenario.....	499
A3.28 Bilancio al suolo per il VIII° scenario di TLR – 2021	500
A.3.28.1 Bilancio al suolo di NO _x - VIII Scenario - 2021	500
A.3.28.1 Bilancio al suolo di NO _x 26 Dicembre 2021 – VIII Scenario.....	501
A.3.28.3 Bilancio al suolo di NO _x del 03 Gennaio 2015 – II Scenario	502
A.3.28.4 Bilancio al suolo di PM ₁₀ - VIII Scenario - 2021.....	503
A.3.28.5 Bilancio al suolo di PM ₁₀ del 26 Dicembre 2021 – VIII Scenario.....	504
A.3.28.6 Bilancio al suolo di PM ₁₀ del 03 Gennaio 2021 – VIII Scenario.....	505

<i>A3.29 Bilancio al suolo per il IX° scenario di TLR - 2022</i>	<i>506</i>
<i>A.3.29.1 Bilancio al suolo di NO_x - IX Scenario - 2022.....</i>	<i>506</i>
<i>A.3.29.2 Bilancio al suolo di NO_x 26 Dicembre 2022 – IX Scenario</i>	<i>507</i>
<i>A.3.29.3 Bilancio al suolo di NO_x 03 Gennaio 2022 – IX Scenario</i>	<i>508</i>
<i>A.3.29.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - IX Scenario - 2022.....</i>	<i>509</i>
<i>A.3.29.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ 26 Dicembre 2022 – IX Scenario.....</i>	<i>510</i>
<i>6.4.9.1 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 03 Gennaio 2022 – IX Scenario</i>	<i>511</i>
<i>A3.30 Bilancio al suolo per il X° scenario di TLR - 2023</i>	<i>512</i>
<i>A.3.30.1 Bilancio al suolo di NO_x - X Scenario - 2023.....</i>	<i>512</i>
<i>A.3.30.2 Bilancio al suolo di NO_x 26 Dicembre 2023 – X Scenario</i>	<i>513</i>
<i>A.3.30.2 Bilancio al suolo di NO_x 03 Gennaio 2023 – X Scenario.....</i>	<i>514</i>
<i>A.3.30.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - X Scenario - 2023.....</i>	<i>515</i>
<i>A.3.30.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 26 Dicembre 2023 – X Scenario</i>	<i>516</i>
<i>A.3.30.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ 03 Gennaio 2023 – X Scenario.....</i>	<i>517</i>
<i>Ringraziamenti.....</i>	<i>518</i>
<i>Bibliografia.....</i>	<i>519</i>
<i>Webliografia.....</i>	<i>520</i>

Introduzione

In Italia lo sviluppo del teleriscaldamento è stato favorito, da un lato dalla necessità di raggiungere obiettivi nazionali e comunitari di carattere ambientale e di efficienza energetica, che hanno spinto ad incentivare in vario modo lo sviluppo del settore. Dall'altro lato, il TLR è stato spesso regolamentato dagli Enti locali e realizzato grazie alle imprese municipalizzate che hanno sviluppato gran parte delle reti esistenti.

Nel corso degli anni sono stati predisposti incentivi di vario tipo per lo sviluppo del TLR: obblighi, incentivi in conto capitale e in conto interesse, incentivi in conto esercizio.

In tema di obblighi il Decreto Legislativo 311/2006 prevede che tutti gli edifici di nuova costruzione che distino non più di 1 km da una rete di TLR devono essere predisposti in modo da favorire il collegamento ad essa.

Tale norma è stata rafforzata dall'art. 22, comma 1, del D.Lgs 28/2011, secondo il quale le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate ad ogni effetto alle opere di urbanizzazione primaria. Ciò significa che la predisposizione di tali infrastrutture potrà essere obbligatoria nelle nuove iniziative residenziali, pena il mancato rilascio del permesso di costruire. L'obbligo di connessione sussiste, di fatto, per gli interventi di edilizia popolare realizzati dagli enti competenti.

L'art. 11 del già citato D.Lgs. 28/2011 dispone (a partire dal 2012 e per una quota che sarà progressivamente portata al 50% del fabbisogno termico dell'edificio) un obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili nella produzione di calore e di freddo negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, la cui inosservanza comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio. Tale obbligo (comma 5) non si applica qualora l'edificio sia allacciato ad una rete di teleriscaldamento che ne copra l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria.

Per quanto riguarda gli incentivi in conto capitale negli anni '80 e '90 la realizzazione di impianti e reti di TLR ha goduto di alcune agevolazioni agli investimenti previste da leggi nazionali volte al perseguimento di obiettivi strategici di risparmio energetico e utilizzazione delle risorse rinnovabili. Tali norme hanno esaurito i loro effetti. Tuttavia è utile richiamarle brevemente per il ruolo estremamente significativo che hanno avuto nel sostenere lo sviluppo del settore.

Da questa prima analisi emerge una rincorsa comune all'abbattimento delle emissioni in atmosfera per rallentare il processo irreversibile dei cambiamenti climatici che vedono come primo precursore lo sviluppo industriale.

In tale ambito, è stata sviluppata la tesi di dottorato ponendosi come obiettivo il confronto, su scala locale e su scala globale, della compatibilità ambientale a fronte dello sviluppo del teleriscaldamento correlato a impianti di cogenerazione e integrazione-riserva dislocati nel Comune di Torino e Moncalieri (TO).

Precisamente, l'elaborato si compone di undici capitoli, di seguito illustrati brevemente.

Nel Capitolo 1, *Teleriscaldamento e cogenerazione*, sarà definito il teleriscaldamento abbinato alla cogenerazione con dettagli tecnici, comparando vantaggi e svantaggi rispetto ad altre forme di riscaldamento civile.

Nel Capitolo 2, *Descrizione degli impianti analizzati*, si farà un excursus sulle specifiche tecnico-funzionali degli impianti di cogenerazione e integrazione-riserva presenti nel Comune di Torino e Moncalieri (TO).

Nel Capitolo 3, *Fabbisogno termico dell'area di studio*, si descriveranno, in termini demografici, energetici e urbanistici, i quattro Comuni interessati dall'analisi ambientale-economica, accorpando e identificando i fabbisogni termici dell'utenza in analisi.

Nel Capitolo 4, *Scenari di studio*, si descriveranno, in termini di richiesta energetica e capacità termica di risposta degli impianti connessi alla rete di teleriscaldamento, i vari scenari di ampliamento del teleriscaldamento, dando evidenza delle potenzialità termo-elettriche delle centrali.

Nel Capitolo 5, *Bilancio ambientale: metodologia*, prima di procedere alla stima vera e propria del bilancio ambientale sulle varie scale e in funzione degli scenari considerati, si andranno ad analizzare considerazioni teoriche e ipotesi di calcolo che pongono la base alle valutazioni successive; verranno quindi definiti i fattori di emissione, intendendo con essi le quantità di inquinante emesse dalla sorgente, riferita alla entità della produzione energetica.

Nel Capitolo 6, *Bilancio ambientale: conclusioni*, si andrà a verificare l'accettabilità delle centrali termo-elettriche dal punto di vista ambientale, su scala locale e su scala globale, eseguendo una stima della modificazione dei flussi emissivi, che si differenziano per fornitura energetica e per utenza servita.

Nel Capitolo 7, *Valutazione monetaria dell'impatto ambientale: metodo*, si mostreranno le basi concettuali di esternalità mostrando la metodologia seguita per la successiva valutazione del danno ambientale.

Nel Capitolo 8, *Valutazione delle esternalità: conclusioni*, si andrà a valutare in termini monetari i danni evitati o aggiunti con il funzionamento degli impianti cogenerativi, in base alle varie ipotesi considerate e distinguendo sempre l'analisi su scala locale e su scala globale.

Nel Capitolo 9, *Metodologia per le ricadute di inquinanti al suolo*, si mostrerà in dettaglio la metodologia seguita per la simulazione della dispersione degli inquinanti al suolo, nel dettaglio gli ossidi di azoto e il particolato, su scala locale.

Nel Capitolo 10, *Ricaduta di inquinanti al suolo: Conclusioni*, si valuterà, su scala locale, l'evoluzione della concentrazione netta di inquinanti al suolo, calcolata per differenza tra gli inquinanti prodotti dalle centrali termo-elettriche e gli inquinanti risparmiati grazie all'introduzione del Teleriscaldamento in sostituzione alle caldaie tradizionali.

Nel Capitolo 11, *Conclusioni*, verranno riportati i principali risultati ottenuti con i diversi strumenti di analisi e sarà posto un particolare accento alle ricadute al suolo degli ossidi di azoto e Particolato (PM₁₀) e all'anidride carbonica attore nell'effetto serra.

Alla fine dell'elaborato sono riportate delle Appendici in cui si riportano tabelle, grafici e mappe di concentrazione utili a rendere completa la trattazione.

Al fine di realizzare la tesi, qui presentata, si è fatto uso dei seguenti programmi e software:

- Excel: elaborazioni dei grafici e delle tabelle con attivazione di macro;
- Matlab: elaborazioni matriciali per curve cumulate di richiesta termica dell'utenza di Torino;
- ArcGIS e QGis: elaborazioni grafiche dell'analisi urbanistica e di ricaduta al suolo;
- Traspunto: conversione coordinate cartografiche;
- Parsificatore: conversione file .OUT in excell;
- AERMOD: analisi numerica di ricaduta al suolo degli inquinanti;
- Surfer 9: interfaccia grafica ausiliaria di Aermod.

Capitolo 1

TELERISCALDAMENTO E COGENERAZIONE

1.0 Introduzione

La gestione e l'ottimizzazione energetica, rappresenta da sempre un tema caldo in termini di progettazione urbanistica locale; lo sviluppo tecnologico finalizzato a una minimizzazione della dispersione termica, unita ai limiti normativi, alle restrizioni previste dalle conferenze Nazionali e Internazionali e alla crescente sensibilità ambientale, porta all'analisi di scelte valide in sostituzione delle centrali elettriche sempre più in disuso e delle caldaie *"at personam"* installate fin dagli anni cinquanta. Nel presente capitolo si riporterà una serie di informazioni inerenti il teleriscaldamento abbinato alla cogenerazione, così da fornire delle indicazioni di base per una migliore comprensione di ciò che si andrà a sviluppare in seguito.

Nel primo paragrafo saranno definiti il teleriscaldamento e la cogenerazione, per poi passare al secondo paragrafo dove si analizzerà la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento in Italia.

Il terzo paragrafo mira a mostrare le caratteristiche tecniche dei sistemi di cogenerazione e del servizio di teleriscaldamento, entrando in merito dei combustibili e delle fonti energetiche alimentanti le centrali cogenerative, della tecnologia esistente per i generatori e delle specifiche progettuali, relative alla rete di teleriscaldamento.

Il quarto paragrafo metterà a confronto vantaggi e limiti offerti dal teleriscaldamento mentre nel quinto paragrafo sarà ripercorsa l'evoluzione normativa d'ambito.

1.1 Il Teleriscaldamento e la cogenerazione

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, avendo ricevuto l'incarico di definire il termine **Teleriscaldamento**, riportano quanto segue:

“Il teleriscaldamento è quel Sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto di cogenerazione o da una sorgente geotermica. In un siffatto sistema il calore è distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l'acqua calda o il vapore”.

Il lemma inglese stesso, *“district heating”*, indica l'importanza che ha il fattore di localizzazione di un sistema di teleriscaldamento, infatti, l'area teleriscaldabile deve essere preferibilmente un distretto urbano, cioè un'area ad alta densità abitativa, dove le costruzioni sono realizzate in un contesto relativamente unitario.

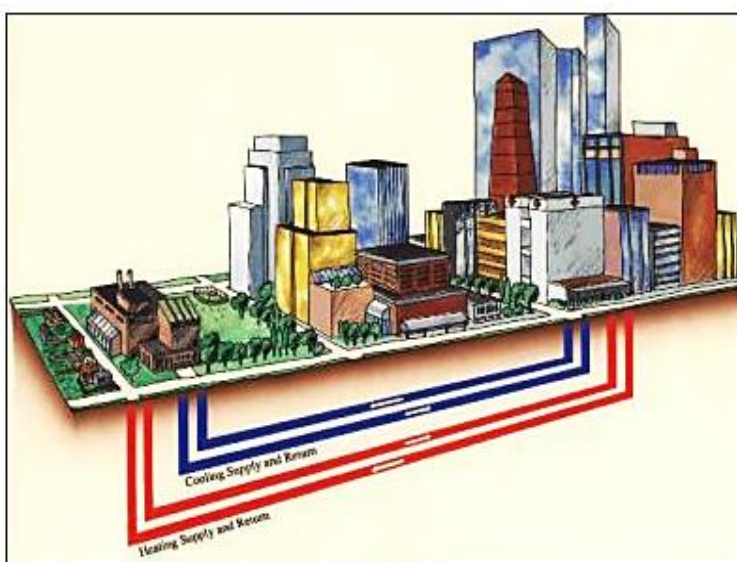


Figura 1.1 - Schema servizio di teleriscaldamento

Aree con edifici troppo isolati tra loro non sono, infatti, convenienti da teleriscaldare, poiché la rete di tubazioni si estenderebbe troppo e aumenterebbero gli sprechi di calore per l'eccessiva distanza della centrale dagli utenti finali.

Emerge una specifica caratteristica del servizio di teleriscaldamento, ossia la distanza esistente tra il punto di produzione e i punti di utilizzo del calore: il cuore del sistema è

composto da una o più centrali che possono servire edifici situati anche ad alcuni chilometri di distanza collegati tramite una rete (**sistema a rete**).

Entrando nel dettaglio, “*district heating*”, è un termine che indica non tanto l'impiego di una particolare forma di energia in una centrale, quanto un sistema completo di produzione e distribuzione di calore, che può essere generato sfruttando differenti fonti energetiche.

L'equivoco che può nascere è, infatti, quello di associare l'idea di teleriscaldamento a un particolare metodo di produzione di calore, e da qui l'equazione sistema di teleriscaldamento uguale grande centrale di teleriscaldamento.

Gli impianti di teleriscaldamento non sono solo questo.

Essendo un sistema di distribuzione, l'impianto di teleriscaldamento è parimenti tutta la rete di tubazioni e sotto centrali che corrono lungo l'area urbana che si intende teleriscaldare.

La progettazione e la realizzazione di questa rete di condotte sono due fasi importanti, infatti, l'individuazione di un'area urbana teleriscaldabile è un momento delicato per evitare sprechi in denaro nella posa dei tubi e gravose perdite di calore del liquido che corre lungo le condotte.

Le tubazioni devono essere realizzate e posate da aziende competenti, che si curino di isolare le condotte in modo da evitare che la temperatura del fluido termovettore si abbassi lungo il tragitto dalla centrale all'utente finale.

Se un sistema di teleriscaldamento è progettato e realizzato considerando attentamente tutte le sue parti, le sue variabili e le sue peculiarità, si riuscirà a riscaldare e fornire acqua igienico-sanitaria calda su un'area urbana in modo intelligente, economicamente conveniente e rispettosa dell'ambiente.

L'affidabilità del servizio è elevatissima, ed è possibile applicare il sistema a intere aree urbane, rendendolo un vero e proprio servizio pubblico, come l'acquedotto o la rete elettrica cittadina.

Alla produzione combinata di elettricità e calore si attribuisce il nome di cogenerazione definendo *sistema cogenerativo* un impianto che sfrutti tale criterio partendo da una singola fonte energetica.

Il motore primario è un qualunque motore usato per convertire il combustibile in energia meccanica, il generatore la converte in energia elettrica mentre il sistema di recupero raccoglie e converte l'energia contenuta negli scarichi del motore primario in energia termica. L'energia meccanica prodotta dal motore è spesso utilizzata per produrre energia elettrica, mentre l'energia termica può essere utilizzata da un generatore per produrre acqua calda, vapore, aria calda o acqua fredda per processi di raffreddamento.

In virtù di queste peculiarità, il Parlamento Europeo ha riconosciuto l'importanza della cogenerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto e ha incluso tra le proprie priorità la definizione di normative volte a favorire la diffusione progressiva di un'efficace produzione combinata di energia elettrica e calore.

A tal proposito si inserisce il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20 che recepisce la direttiva comunitaria 2004/8 in materia di promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia.

La centrale di cogenerazione è solo un anello di un sistema che, per funzionare ed essere ecosostenibile e conveniente economicamente, deve essere progettata e realizzata tenendo conto di variabili differenti.

In Italia, il gas naturale è il combustibile fossile più utilizzato nelle centrali di teleriscaldamento, tuttavia vi sono altre fonti di energia da poter sfruttare per alimentare queste centrali: dall'incenerimento dei rifiuti all'impiego di risorse presenti in maniera peculiare sul territorio (come la biomassa nelle regioni con grandi aree boschive).

La centrale stessa è una realtà più complessa di quello che spesso appare all'immaginario comune e, per essere competitiva e rispettare le esigenze ambientali riducendo gli sprechi di risorse naturali, deve essere pronta ad accogliere nuove forme di energia, basandosi sull'andamento di queste sui mercati internazionali e conducendo una politica attenta alla valorizzazione delle risorse locali già presenti sul territorio, abbattendo l'impatto ambientale. I sistemi di teleriscaldamento, che utilizzano centrali a cogenerazione, consentono il raggiungimento di una maggior efficienza energetica globale.

Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata, se efficace, comporta:

- Un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- Una riduzione dell'impatto ambientale (minor inquinamento atmosferico e minor inquinamento termico);
- Minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- La sostituzione di caldaie, per usi civili e industriali, con più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità in merito dei combustibili usati.

Per chiarire il significato di risparmio energetico connesso a un impianto cogenerativo rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia utile, s'illustra l'esempio riportato nella *figura 1.2*.

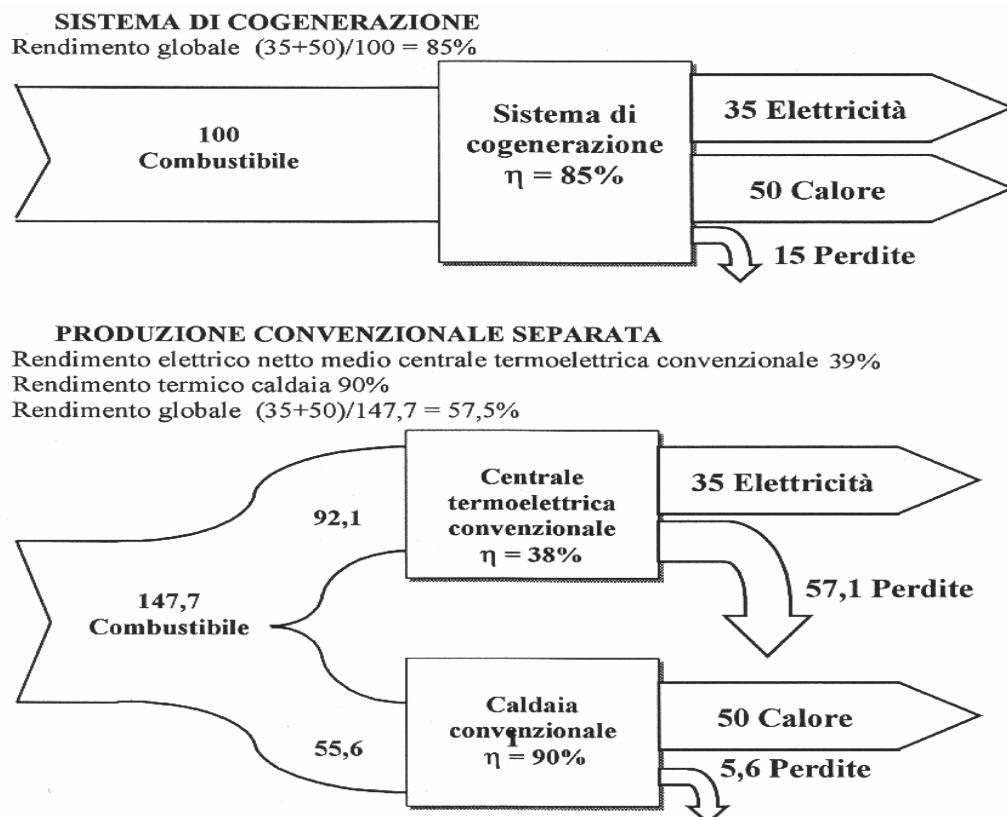


Figura 1. 2 - Confronto tra produzione combinate e produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore

È possibile notare come, per ottenere la stessa quantità di energia utile finale (35 unità di energia elettrica e 50 di calore), sia necessaria una quantità di energia primaria pari a 147.7 nel caso di produzione separata (con rendimento elettrico medio delle centrali termoelettriche pari al 38% e rendimento medio di generazione di calore con una caldaia pari al 90%), e sia invece sufficiente una quantità di energia primaria pari a 100 nel caso della cogenerazione (rendimento totale 85%, di cui 35% come rendimento elettrico e 50% come rendimento termico).

Un possibile nuovo sviluppo del servizio di teleriscaldamento è costituito dal raffrescamento estivo; un sistema di questo tipo, che produce contemporaneamente energia elettrica e calore in inverno, ed energia elettrica e freddo in estate, è chiamato **“sistema a trigenerazione”**.

1.2 Diffusione dei sistemi di teleriscaldamento in Italia

La tecnologia del teleriscaldamento è molto diffusa nel nord dell'Europa, ma da alcuni anni si sta diffondendo anche in Italia. La prima città italiana a dotarsi di un sistema di teleriscaldamento, all'inizio degli anni '70, è stata Brescia seguita, negli anni '80, da Torino che oggi possiede la rete di teleriscaldamento più estesa d'Italia.

Il parco edilizio allacciato a reti di teleriscaldamento in Italia nel 2013 è pari a circa 302 milioni di m³ in 199 città. La quasi totalità delle volumetrie allacciate si concentrano in cinque regioni del nord (290 milioni di m³ pari al 96%). La Lombardia detiene il primato, con 130 milioni di m³ (43% del totale), seguita da Piemonte, Emilia Romagna, Trentino Alto Adige (Bolzano in primis) e Veneto. Per quanto riguarda le regioni dell'Italia Centrale piccole reti di teleriscaldamento sono localizzate nel Lazio, in Toscana e nelle Marche.

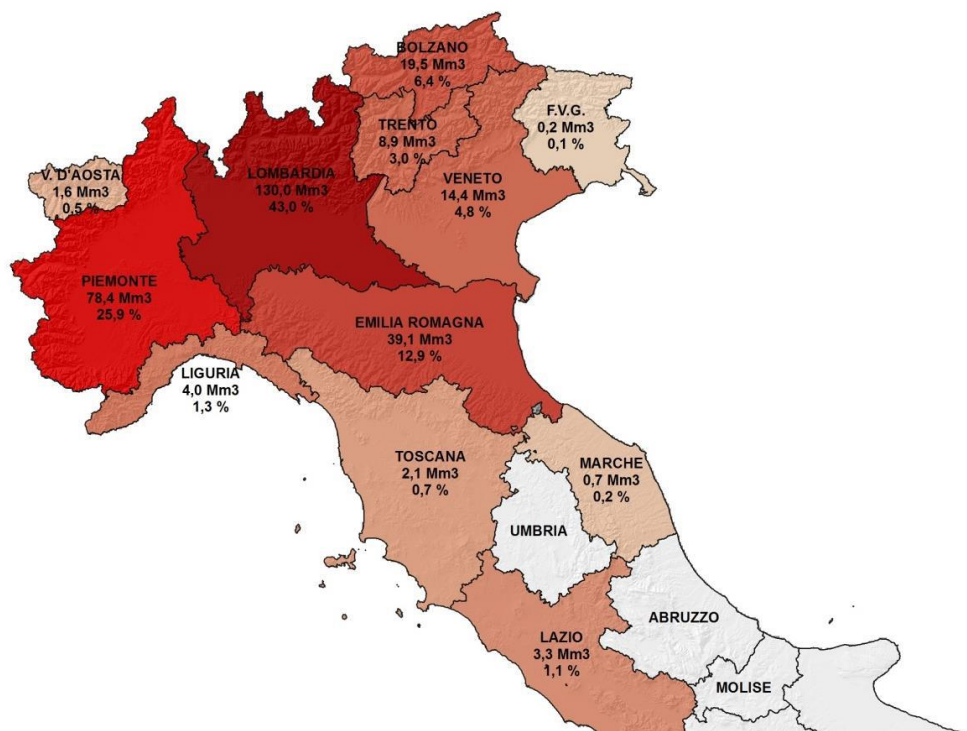


Figura 1.3 - Distribuzione geografica della volumetria teleriscaldata in Italia (2013) – Fonte: GSE

Analizzando il rapporto tra volumetria teleriscaldata e popolazione residente emerge un netto divario tra il Trentino Alto Adige, in cui risulta un valore di circa 27 m^3 per abitante (circa 38 m^3 per Bolzano) e le altre regioni. Il Trentino Alto Adige è seguito dal Piemonte ($18 \text{ m}^3/\text{ab}$), dalla Lombardia ($13 \text{ m}^3/\text{ab}$), dalla Valle d'Aosta ($12,4 \text{ m}^3/\text{ab}$) e dall'Emilia Romagna ($8,8 \text{ m}^3/\text{ab}$). Seguono il Veneto ($2,9 \text{ m}^3/\text{ab}$), la Liguria ($2,5 \text{ m}^3/\text{ab}$) e poi tutte le altre.

Il teleriscaldamento urbano si sviluppa su 3807 km di rete primaria. Anche in questo caso emerge il ruolo predominante delle regioni settentrionali: in Lombardia si estende il 31,1% del totale delle reti TLR italiane; seguono: il Trentino Alto Adige (22,8%), il Piemonte (20,5%) e l'Emilia Romagna (17,3%).

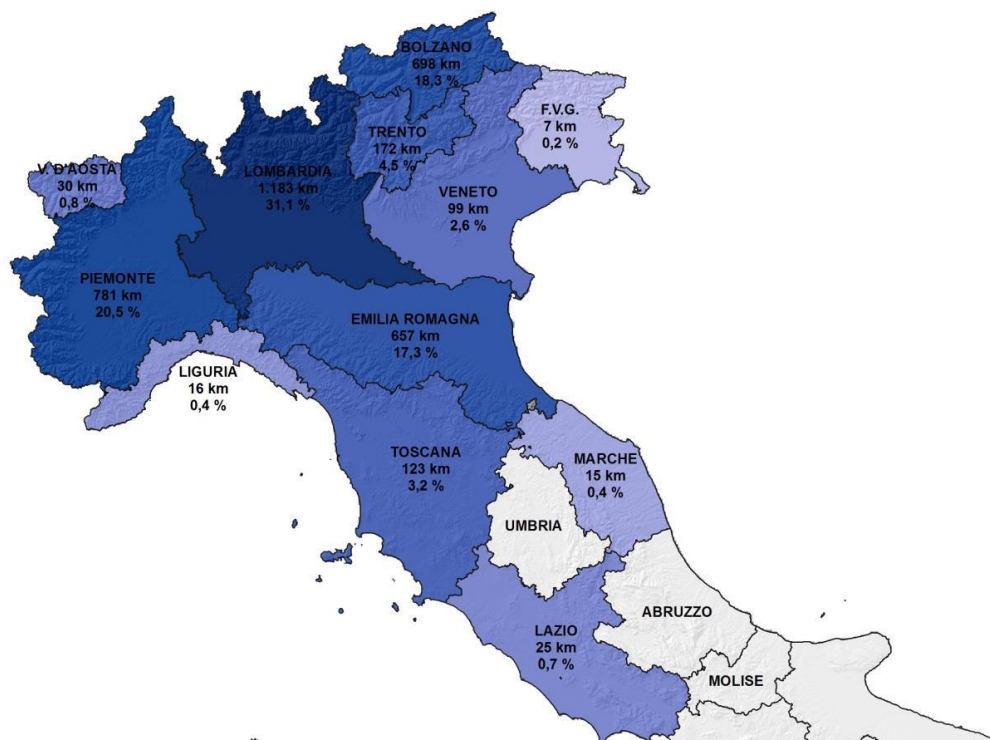


Figura 1. 4 - Distribuzione geografica dell'estensione della rete di teleriscaldamento (2013) – Fonte: GSE

Dovendo fornire una indicazione sulla “compatibilità ambientali delle fonti utilizzate per la generazione di teleriscaldamento”, esiste il Decreto Legislativo 4 luglio 2014, all’art.2, comma 2, lettera tt) che definisce *efficienti* le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento che usano, in alternativa, almeno:

- a. il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
- b. il 50 per cento di calore di scarto;
- c. il 75 per cento di calore co-generato;
- d. il 50 per cento di una combinazione delle precedenti.

La mappa successiva, fornisce un’indicazione sulle reti di teleriscaldamento esistenti in Italia a fine 2013. Ai fini dell’elaborazione di tale mappa, sono state considerate le seguenti tipologie di reti efficienti:

- FER≥50%: i sistemi di TLR che nel 2013 hanno utilizzato almeno il 50 % di energia rinnovabile

- $CHP \geq 75\%$: i sistemi di TLR che nel 2013 hanno utilizzato almeno il 75% di calore cogenerato
- $FER \geq 50\%$ e $CHP \geq 75\%$: i sistemi di TLR che nel 2013 hanno soddisfatto entrambi i precedenti requisiti
- $FER + CHP \geq 50\%$: i sistemi di TLR che nel 2013 hanno utilizzato una combinazione di FER e calore CHP pari o superiore al 50%.

Tra tali tipologie non è inclusa la soluzione che utilizza una quota di calore di scarto superiore al 50% in quanto in Italia tale casistica non è rappresentata.

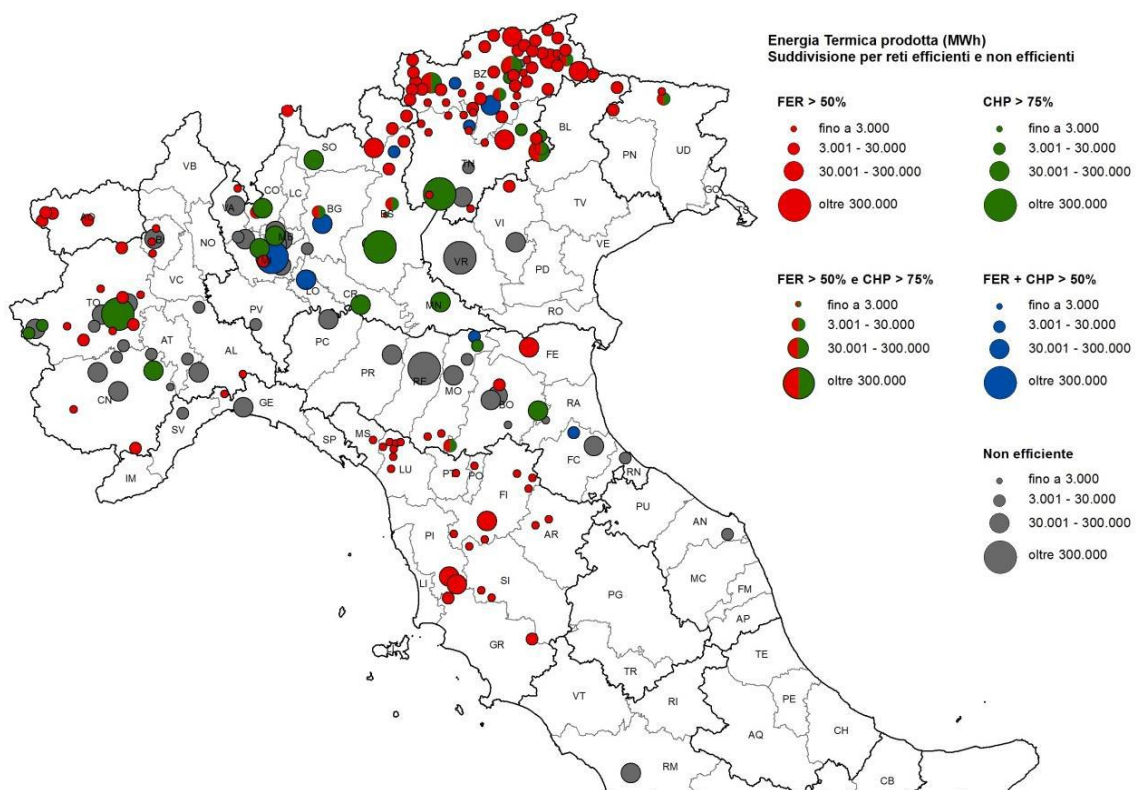


Figura 1.5 - Mappa delle infrastrutture di teleriscaldamento esistenti e valutazione dell'efficienza (2013) – Fonte: GSE

La mappa evidenzia come la maggior parte degli impianti di teleriscaldamento esistenti sul territorio nazionale già rispetti i requisiti di efficienza definiti dalla normativa. Soltanto il 23% delle reti, a cui corrisponde circa il 28% dell'energia immessa in reti di TLR, ad oggi non è in linea con tali requisiti.

I requisiti di efficienza sono stati frequentemente raggiunti soprattutto grazie all'elevata quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, in particolare nelle zone montuose, talvolta non metanizzate e con abbondante disponibilità di biomassa, come

il caso delle reti in Trentino Alto-Adige, oppure laddove sia presente la fonte geotermica, come in Toscana e a Ferrara.

Esistono al contempo importanti sistemi di teleriscaldamento alimentati da impianti cogenerativi (Torino, Brescia, Mantova) che soddisfano il secondo requisito di efficienza indicato e piccoli impianti che riescono a soddisfare sia la quota FER maggiore del 50% che la quota prodotta in cogenerazione maggiore del 75% (si concentrano soprattutto nel Trentino Alto Adige).

Risultano invece efficienti grazie a una combinazione di produzione da CHP e produzione da FER i sistemi di TLR presenti nel comune di Milano, Bergamo e Bolzano

1.3 Componenti principali del sistema di teleriscaldamento

Le parti principali di un sistema di teleriscaldamento, da come si evince dalla figura in basso, sono:

- Una **centrale termica**, ove è prodotto il calore;
- Una **rete di trasporto e distribuzione**, costituita da speciali condotte sotterranee;
- Un insieme di **sotto centrali**, situate nei singoli edifici da servire, costituite da scambiatori di calore, utili allo scambio termico tra l'acqua della rete di teleriscaldamento (circuito primario) e l'acqua usata dal cliente (circuito secondario), senza che vi sia miscelazione tra i due fluidi.

La centrale termica riscalda l'acqua che è distribuita ai diversi edifici attraverso la rete di distribuzione. Giunta allo scambiatore, l'acqua della rete trasferisce, all'acqua dell'impianto di distribuzione interna dell'edificio, il calore necessario per riscaldare gli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria. Alla fine di questo processo, l'acqua, ormai raffreddata, ritorna in Centrale per essere nuovamente riscaldata.

L'impianto di distribuzione interno agli edifici allacciati alla rete resta inalterato e lo scambiatore di calore sostituisce la caldaia convenzionale.

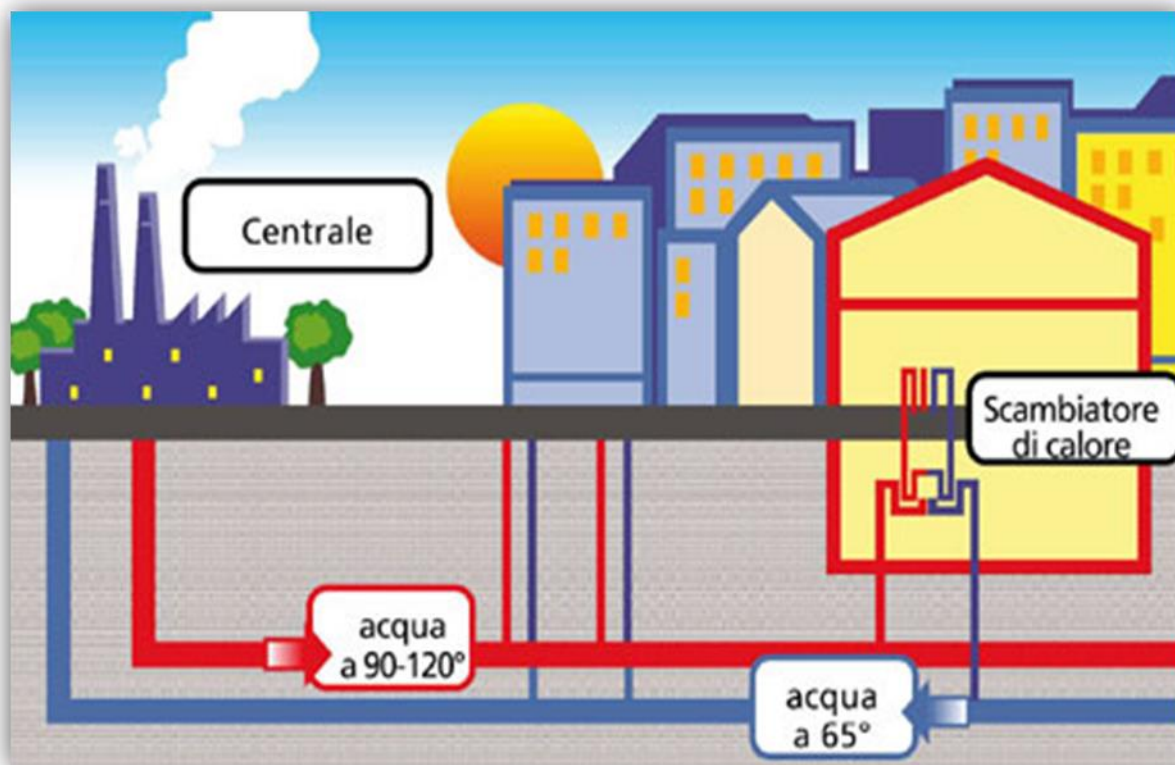


Figura 1. 6 – Schema circuito di teleriscaldamento

Nel caso in cui allo scambiatore siano allacciate più utenze, presso ciascuna di esse è installata una apposita apparecchiatura che consente di gestire autonomamente le temperature dei locali e di registrare i relativi consumi.

1.3.1 Combustibili

Si vuole fornire una panoramica sulle materie prime maggiormente utilizzate nell'alimentazione delle centrali di cogenerazione atte al teleriscaldamento.

Qualsiasi tipo di combustibile è teoricamente adatto a tal fine, ed è possibile, inoltre, utilizzare anche i recuperi energetici provenienti da altri processi industriali. La scelta della fonte energetica dipende, quindi, esclusivamente dal suo costo, dalla sua disponibilità in loco e dal suo impatto ambientale.

Carbone



Il carbone presenta sicuramente grosse problematiche a livello ambientale, dato l'elevata emissione di CO₂ prodotta in fase di combustione, ma nonostante le penalizzazioni introdotte dalla L. 448/98, istitutiva della "carbon tax", esso è ancora oggi molto usato, principalmente poiché il suo prezzo sul mercato internazionale è piuttosto stabile.

L'utilizzo del carbone nel teleriscaldamento è particolarmente diffuso in alcuni Paesi Europei, tra cui Danimarca, Germania e Finlandia, e in Italia il 12% dell'energia primaria totale utilizzata nei sistemi di teleriscaldamento deriva da questo combustibile.

Prodotti petroliferi

Nei sistemi di teleriscaldamento in funzione nel nostro paese, tra i prodotti petroliferi più usati troviamo l'olio combustibile, che rappresenta il 6% dell'energia primaria utilizzata.

Gas naturale

Il gas naturale è, tra i combustibili fossili, quello che garantisce i maggiori vantaggi, sia in termini di approvvigionamento sia di impatto ambientale, sia in termini di accettabilità sociale.

Proprio per questo è in assoluto il combustibile più utilizzato nei sistemi di teleriscaldamento in Italia, con una quota del 59% sul totale dell'energia primaria utilizzata.

Combustibile derivato da rifiuti solidi urbani

I maggiori problemi connessi all'utilizzo di questo combustibile derivano non solo dalla gestione dei rifiuti e delle discariche, ma dalla sua scarsa accettabilità da parte della popolazione, che lo ritiene un combustibile ad alto rischio ambientale. Proprio da

questo punto di vista, invece, l'esperienza portata avanti da molti Paesi Europei dimostra che lo sviluppo tecnologico e una corretta gestione, sono in grado di fornire adeguate garanzie di sicurezza ambientale nell'utilizzo di questo combustibile (fermi restando gli obiettivi di riduzione dei rifiuti e la priorità a riciclaggio e riutilizzo).

Infatti, la Direttiva Europea 2000/76/CE definisce i limiti di emissione e i sistemi di controllo per i cosiddetti "co-inceneritori", il cui scopo principale non è l'eliminazione dei rifiuti ma la generazione di energia, e il D.lgs. 387/2003 ha incluso i rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del trattamento riservato alle fonti rinnovabili. In Italia, nei sistemi di teleriscaldamento i rifiuti urbani rappresentano il combustibile più utilizzato dopo il gas naturale, con una quota pari al 20% sull'energia totale utilizzata.

Calore refluo industriale

Molte attività industriali (chimica, ceramica, raffinazione, ecc.) producono calore come scarto di processo, che in alcuni casi potrebbe essere idoneo per alimentare un sistema di teleriscaldamento.

La convenienza economica di questo recupero dipende da vari elementi (ubicazione degli stabilimenti, andamento nel tempo della produzione, ecc.) e, se in linea di massima può non essere la fonte adatta per alimentare in maniera esclusiva una rete di teleriscaldamento, può, invece, offrire buone possibilità di impiego per alimentare centrali di integrazione.

Biomassa



La biomassa utilizzabile a fini energetici è principalmente costituita da fusti e ramaglie forestali, residui o prodotti agricoli e legnosi non trattati da lavorazioni agricole o industriali.

L'approvvigionamento di questo combustibile non è però sempre facile ed economicamente conveniente, giacché i costi di raccolta e trasporto possono essere piuttosto elevati. Per questi

motivi, la biomassa ha trovato uso in alcuni impianti di teleriscaldamento ubicati in zone montane, dove la disponibilità di biomassa sul territorio è più elevata (scarti delle segherie e residui della pulitura dei boschi).

La biomassa contribuisce con una quota del 2% sul totale dell'energia primaria immessa nei sistemi di teleriscaldamento in Italia. Gli esempi più noti sono in Alto Adige (Val Pusteria) e in Piemonte (Biella).

Geotermia

La fonte geotermica in Italia trova ancora scarso utilizzo, nonostante la natura in gran parte vulcanica del nostro paese. Lo sfruttamento delle fonti geotermiche presenta, però, non pochi problemi, tra cui soprattutto la distanza tra la fonte e le zone d'utilizzo.

La geotermia contribuisce con una quota dell'1% sul totale dell'energia primaria immessa nei sistemi di teleriscaldamento in Italia (l'esempio più noto riguarda il Comune di Ferrara).

Per terminare la trattazione, si riporta una tabella riassuntiva, corredata dal relativo grafico a torta, inerente all'utilizzo di combustibili in centrali a cogenerazione sul totale dell'energia primaria immessa nei sistemi di teleriscaldamento su suolo nazionale:

Fonte di energia primaria	TEP	%
Gas naturale	661.120	59 %
RSU	220.946	20 %
Carbone	128.983	12 %
Olio Combustibile	71.390	6 %
Recuperi industriali	6.032	1 %
Geotermia	10.967	1 %
Biomasse	17.622	2 %
Totale fossili	861.493	77 %
Totale rinnovabili	255.567	23 %
Totale generale	1.117.060	100 %

Tabella 1. 1 - Le fonti di energia primaria utilizzate nei sistemi di teleriscaldamento in Italia – Anno 2003 – fonte AIRU

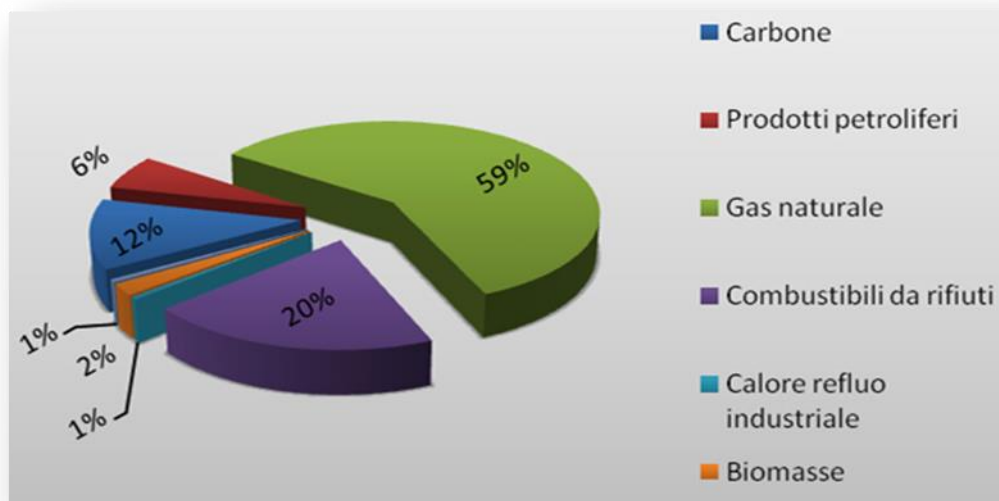


Figura 1. 7 - Le fonti di energia primaria utilizzate nei sistemi di teleriscaldamento in Italia espresse in pesi percentuali – Anno 2003 – fonte AIRU

1.3.2 Generatore

Un impianto di teleriscaldamento può essere definito *semplice* o *combinato* secondo il tipo di centrale che lo alimenta.

Impianto semplice: se alimentato da una centrale costituita da caldaie che producono esclusivamente calore, trasportabile da un fluido termovettore che può essere acqua calda, acqua surriscaldata o vapore.

In un impianto di teleriscaldamento solitamente questo tipo di centrale non trova utilizzo come generatore principale, ma ha una funzione transitoria e integrativa, cioè è utilizzata solo nei primi anni di avviamento, quando l'utenza è in fase di acquisizione, e una volta a regime integra un generatore cogenerativo per coprire i picchi di richiesta termica.

Impianto combinato: se alimentato da una centrale costituita da gruppi che consentono la produzione contemporanea di energia elettrica e calore (cogenerazione).

Tra le tecnologie a cogenerazione più utilizzate nel teleriscaldamento troviamo le seguenti:

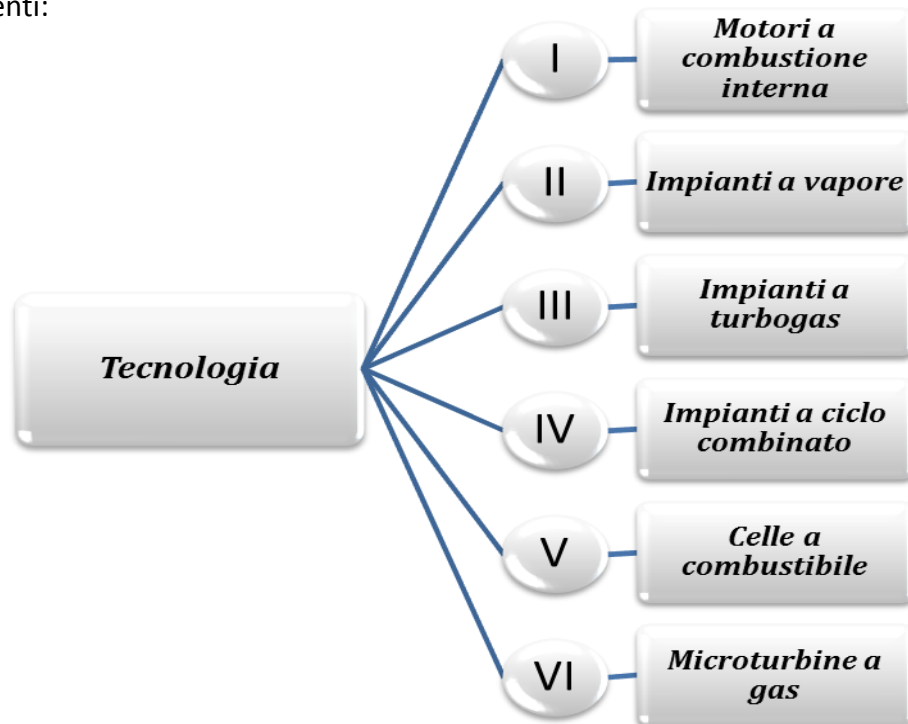


Figura 1. 8 - Schema sintetico delle tecnologie più utilizzate nel teleriscaldamento

Nel seguito saranno trattate in maniera dettagliata le tecnologie appena elencate.

I. Motori a combustione interna.

I motori a combustione interna comprendono i grandi motori diesel a gasolio o olio combustibile di tecnologia navale e i motori a ciclo Otto a gas naturale. Nelle applicazioni per teleriscaldamento si recupera il calore dai gas di scarico e dai processi di raffreddamento dell'olio e dell'acqua.

I principali vantaggi offerti dai motori a combustione interna sono:

- Disponibilità per taglie a partire già da soli 15 kW;
- Facile modularità;
- Elevati rendimenti anche a carichi ridotti;
- Elevata flessibilità rispetto alle variazioni di domanda di calore e di energia elettrica.

Necessitano, però di manutenzione piuttosto complessa e le unità di taglia elevata possono presentare problemi di trasmissione delle vibrazioni.

II. Impianti a vapore

Sono sistemi caldaia-turbina a vapore che possono operare a condensazione, a spillamento oppure a contropressione. Con questi sistemi il calore è prodotto prelevando dalla turbina una parte del vapore prima che abbia completato l'espansione, oppure utilizzando il vapore prodotto dal recupero del calore dei gas di scarico della turbina.

Il principio di funzionamento delle centrali a vapore è piuttosto semplice; la finalità di questi sistemi è trasformare in lavoro meccanico l'energia termica posseduta dal vapore d'acqua. L'acqua può essere già disponibile come vapore (è il caso delle centrali geotermiche) oppure può essere portata allo stato di vapore dopo che viene posta in contatto con i gas prodotti da una combustione. Nel secondo caso, quindi, si utilizza l'energia termica derivante dalla combustione di combustibili fossili.

Un impianto a vapore è schematizzabile, tramite un *Ciclo Rankie*, da una massa d'acqua che viene:

1. Compressa da una POMPA fino alla pressione richiesta dal generatore di vapore
2. Riscaldata e fatta evaporare all'interno del GENERATORE DI VAPORE (detto anche caldaia)
3. Fatta espandere in una TURBINA A VAPORE in modo da produrre lavoro che alimenta un generatore elettrico
4. Riportata allo stato di liquido facendo condensare il vapore scaricato dalla turbina (ormai inutilizzabile perché a pressione troppo bassa), in un condensatore in cui vengono posti in contatto la portata di vapore e un'altra massa d'acqua più fredda che sottrae calore al vapore. L'acqua è poi rinviata alla pompa e il ciclo riparte.

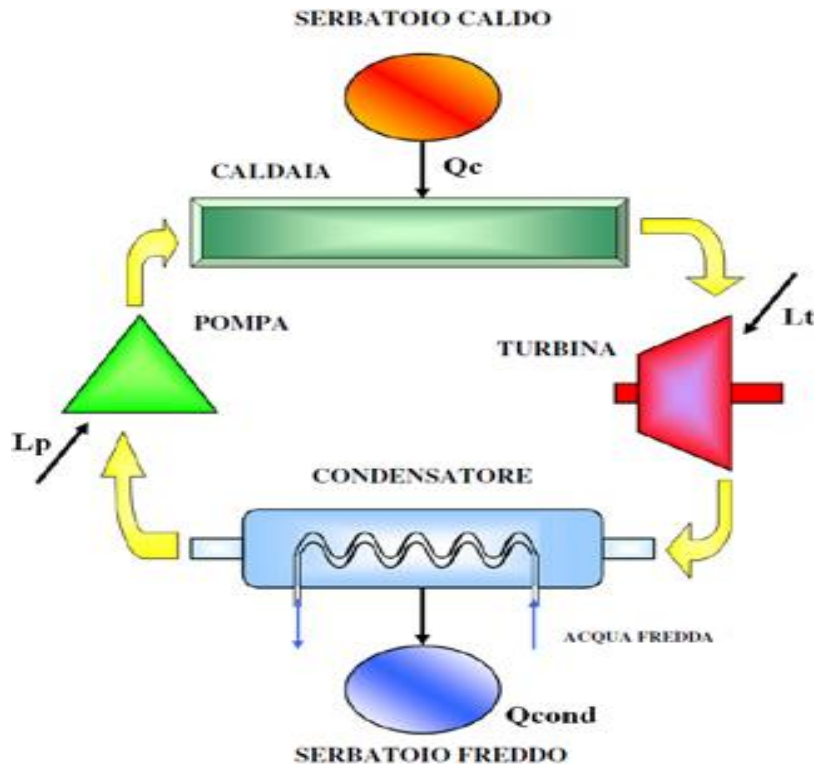


Figura 1. 9 - Schema di un impianto a vapore

L'idea alla base di tutti i processi che subiscono i gas combusti in uscita dalla caldaia, è quella di recuperare e utilizzare in modo efficace il calore che possiedono, tanto più pregiato quanto più alta è la loro temperatura; la 'qualità' del calore è legata alla temperatura a cui questo calore viene scambiato, perché temperature più elevate sono sinonimo di maggiore lavoro utile ricavabile dal sistema. La turbina a spillamento consente una maggiore flessibilità operativa in funzione delle variazioni del carico elettrico e termico, mentre quella a contropressione ha una resa complessiva maggiore.

I principali vantaggi di questi sistemi sono:

- Rendimenti elevati (fino al 94-95%);
- Possibilità di utilizzare combustibili meno pregiati;
- Alta affidabilità di esercizio.

Gli aspetti più critici, invece, sono:

- Mancanza di taglie disponibili per piccole installazioni;

- Limitata flessibilità rispetto alle variazioni di domanda di calore ed energia elettrica.

III. Impianti a Turbogas

Il principio di funzionamento concettualmente è simile a quello delle turbina a vapore: un fluido attraverso dei passaggi si espande, facendo in modo che parte della sua energia di pressione e di movimento venga convertita in lavoro utile.

In senso stretto il termine turbina a gas indica la macchina in cui avviene l'espansione di un gas (ma attenzione: il gas che viene fatto espandere è quello derivante dalla combustione di gas naturale, non è il gas naturale in sé che espande), anziché del vapore come nel caso della turbina a vapore. In senso più ampio, invece, il termine turbina a gas identifica l'intero impianto motore per la produzione di energia elettrica.

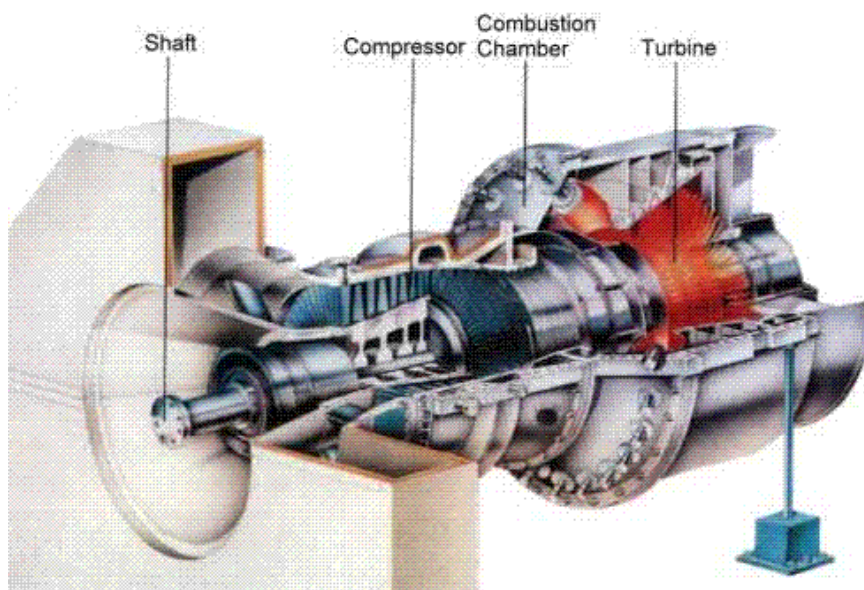


Figura 1. 10 – Sezione di una turbina a gas

Il gas naturale è il combustibile che più si presta all'utilizzo nelle turbine a gas perché la sua combustione è la più 'pulita' (non produce polveri e ossidi di zolfo) e quindi non crea problemi di erosione delle parti meccaniche della turbina stessa.

Il ciclo ideale che il fluido esegue nelle turbine a gas prende il nome di *Ciclo Brayton*. Le fasi principali che avvengono in una turbina a gas sono:

- *COMPRESSIONE*;
- *COMBUSTIONE*;
- *ESPANSIONE*.

Il rendimento di un impianto motore a turbina a gas reale dipende dalla temperatura all'ingresso della turbina (è il motivo per il quale questo componente è sottoposto a pesanti sollecitazioni termiche!). Aumentando tale temperatura da 900 a 1200 °C, il rendimento aumenta del 26 % e il lavoro netto prodotto del 71%: molti sforzi della ricerca sono, infatti, concentrati sullo sviluppo di materiali con prestazioni sempre migliori da questo punto di vista.

Il successo delle turbine a gas, oltre alle elevate prestazioni ambientali, è anche strettamente legato alla possibilità di sfruttare il calore in uscita dal ciclo in virtù dell'elevata temperatura dei gas di scarico provenienti dal turbo espansore (circa 600 °C): il recupero di questo calore in modo utile per produrre energia meccanica (cicli combinati) ed energia termica (cogenerazione) porta a prestazioni più elevate di quelle ottenibili con gli impianti a vapore.

L'unica vera limitazione delle Turbine a gas è legata alle necessità di operare con combustibili puliti (e relativamente costosi), come il gas naturale.

Le turbine a gas sono normalmente impiegate per la produzione di energia elettrica di punta, in altre parole durante le improvvise richieste di potenza elettrica sulla rete perché consentono una regolazione rapida ed efficace, ovvero è molto semplice far variare le condizioni di funzionamento di una TG per seguire e soddisfare le richieste di energia elettrica da parte degli utenti finali.

La TG è una macchina semplice e compatta in relazione alla potenza sviluppata, priva di componenti particolarmente ingombranti. A tale compattezza che ne ha decretato il grandissimo successo in campo aeronautico (la propulsione aeronautica è oggi

appannaggio esclusivo delle turbine a gas) si aggiungono altri importanti vantaggi nel campo della generazione elettrica:

- Tempi di realizzazione dell'impianto molto inferiori rispetto alle centrali a vapore
- Non necessità di acqua di raffreddamento: ciò rende enormemente più libera la scelta del sito di installazione
- Costo di investimento limitato (dimensioni contenute sono sinonimo di modesto impiego di materiali costosi)

Nel teleriscaldamento si sfrutta l'elevata temperatura dei gas di scarico per la produzione di vapore o più raramente di acqua calda.

Presentano un basso rendimento elettrico e problemi di rumorosità, ma hanno l'enorme vantaggio di poter essere regolate, in fase di funzionamento, per inseguire le esigenze di carico, semplicemente agendo sulla quantità di gas immesso, esattamente come avviene per il motore di un aereo.

IV. Impianti a Ciclo combinato

I gas scaricati dalla turbina a gas hanno un elevato contenuto energetico in virtù della loro elevata temperatura. Nell'ottica, quindi, di un risparmio di risorse si è pensato di sfruttare questa proprietà per ricavare ulteriore lavoro utile, unendo un ciclo a gas con uno a vapore. Si parla di ciclo combinato quando i gas di scarico in uscita da una turbina a gas sono impiegati come sorgente di calore per il ciclo a vapore, essendo a temperatura molto alta (circa 600°C). Si tratta in pratica di far funzionare in cascata una turbina a gas e un impianto a vapore, ottimizzando in questo modo il recupero delle 'potenzialità energetiche' dei gas di scarico (la conversione in energia meccanica è tanto più efficiente quanto più i gas di scarico sono caldi).

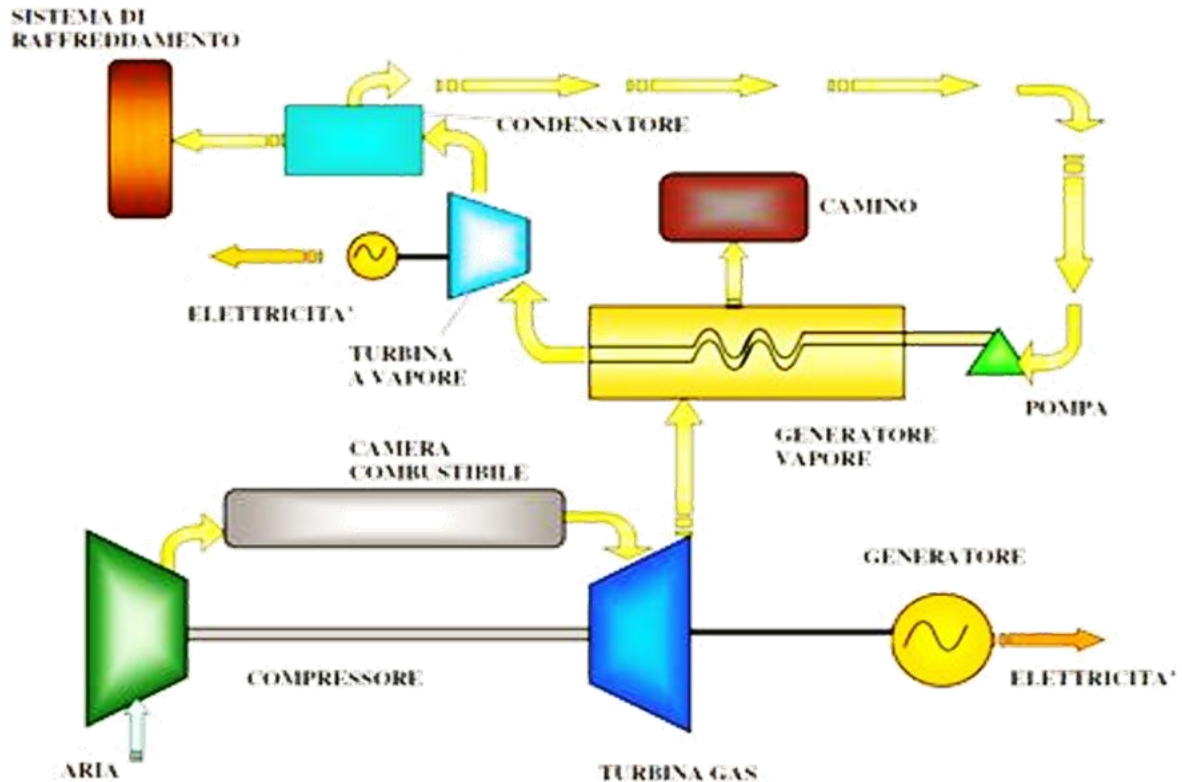


Figura 1. 11 – Schema impianto a ciclo combinato

Rispetto agli altri impianti di generazione, le centrali a ciclo combinato, presentano le seguenti caratteristiche:

- Elevati rendimenti (55-56 % contro 40 % degli impianti a vapore) che comportano un utilizzo più razionale ed efficiente del combustibile;
- Ottime prestazioni ambientali dovute all'impiego di gas naturale, un combustibile 'pulito' che non contiene polveri e con emissioni post-combustione di CO₂ molto ridotte;
- Impianto relativamente semplice è costituito da elementi 'standard' che hanno ormai da qualche tempo raggiunto un'ottima maturità tecnologica e che comportano tempi di installazione e costruzione ridotti (circa 2 anni e mezzo);
- Ridotti costi d'investimento.

I cicli combinati rappresentano oggi la tecnologia termoelettrica più avanzata a disposizione.

V. Celle a combustibile

Una tecnologia che potrebbe avere un grande interesse nel futuro è quella delle celle a combustibile, che, producendo principalmente energia elettrica e secondariamente calore, per definizione si prestano a funzionare come sistemi a cogenerazione, con rendimenti elettrici elevati ma soprattutto con ottimi rendimenti combinati (elettrico più termico).

Le celle a combustibile sono convertitori energetici di tipo elettrochimico, in grado di convertire l'energia chimica di un combustibile, tipicamente idrogeno, direttamente in energia elettrica, senza che avvenga combustione. Il principio di funzionamento ricorda molto le comuni batterie, assai più note poiché utilizzate da anni per diverse applicazioni.

La differenza sostanziale risiede nel fatto che, le normali batterie, convertono l'energia chimica dei materiali costituenti gli elettrodi stessi, mentre, le celle a combustibile, vengono continuamente alimentate da gas, per cui la vita di una cella a combustibile è teoricamente infinita, cioè questa continua a funzionare fintantoché vengano forniti gas agli elettrodi. In realtà il life-time è limitato da diverse problematiche legate all'usura dei materiali e sono differenti secondo la tecnologia considerata.

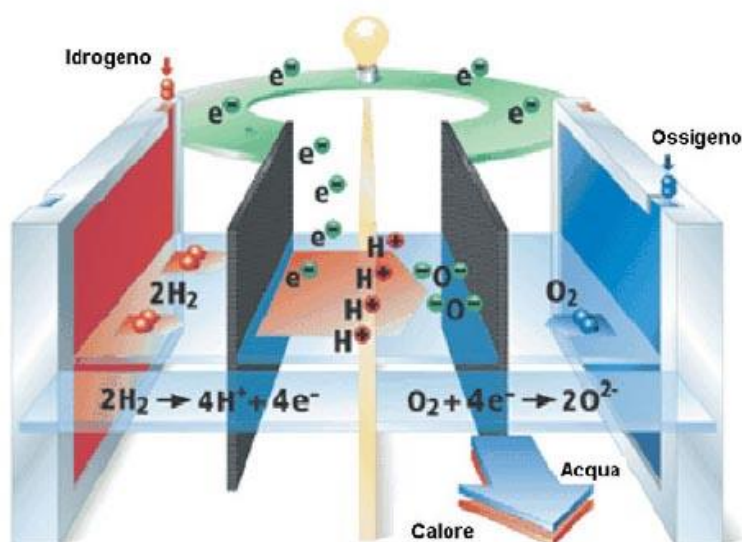


Figura 1. 12 – Schema di funzionamento di una cella a combustibile

Ogni monocella, costituente lo stack, è formata da un elettrolita, un anodo e un catodo. L'anodo è alimentato con un combustibile, mentre il catodo con un ossidante (ossigeno). L'elettrolita, infine, ha il compito di far avvenire il trasferimento degli ioni da un elettrodo all'altro e di impedire contemporaneamente il mescolamento tra gas anodici e catodici. Il combustibile, generalmente, è costituito da una miscela di gas ricca di idrogeno. Esistono anche tipologie di celle alimentate con idrocarburi (metano, metanolo, etanolo etc.), ma in tal caso all'interno della cella avviene una reazione, detta di reforming, che ha il compito di convertire il combustibile in esame in idrogeno.

La reazione finale è: $\text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

Equazione 1. 1 - Reazione di reforming

Tale reazione è esoergonica, cioè avviene rilasciando energia sotto forma di calore e di energia elettrica. Il calore, in alcuni casi, può essere parzialmente recuperato in applicazioni cogenerative o tramite impianti combinati aumentando ulteriormente l'efficienza del sistema. Il voltaggio ottenuto ai capi degli elettrodi di ogni singola cella, piuttosto basso, presenta un range che varia, secondo la tecnologia considerata, da 50 mV a poco più di 1 Volt.

Per ottenere un voltaggio rilevante (in grado perlomeno di sopperire alle perdite di voltaggio dovute alla connessione del carico elettrico) le celle sono collegate in serie per formare il così detto stack. Il voltaggio di stack così ottenuto dipende dal numero di mono celle che costituisce lo stack e dalle relative condizioni operative.

In questo momento le celle a combustibili ad acido fosforico (PAFC) sono le uniche a essere entrate nel mercato, pur presentando costi d'impianto molto elevati.

I vantaggi associati all'uso di celle a combustibile per la produzione di energia elettrica sono di diversa natura e possono essere raggruppati in:

- **Ridotte emissioni.** Le celle a combustibile producono come prodotto finale soltanto acqua. Le emissioni associate al loro funzionamento, dunque, sono pressoché nulle. Le cause di emissioni in atmosfera vanno, però, ricercate non nel funzionamento della cella, ma nell'unità di produzione e purificazione

dell'idrogeno. La valutazione del sistema ottimale per la sua produzione resta tuttora argomento di ricerca. In ogni caso è stato dimostrato da studi di ciclo di vita (LCA) su celle a combustibile di diversa natura che le emissioni associate alla produzione di energia elettrica sono notevolmente ridotte, rispetto ai metodi tradizionali;

- **Alti rendimenti.** I rendimenti elettrici variano da un 30-70%. Questi ultimi valori possono essere ottenuti tramite impianti combinati (con turbine a vapore o a gas). Gli alti rendimenti, oltre a rappresentare un risparmio economico sul combustibile, hanno come conseguenza anche minor impatto ambientale legato alla produzione, raffinazione, stoccaggio e trasporto del combustibile, nonché minori emissioni (rispetto a un processo di conversione energetico a bassa efficienza) a parità di energia elettrica prodotta;
- **Possibilità di utilizzo di un'ampia gamma di combustibili.** La presenza del reformer, che trasforma il combustibile usato in un gas ricco d'idrogeno, permette alla cella di utilizzare una vasta gamma di combustibili gassosi (metano, metanolo, gas naturale, etc.), o gas di sintesi (derivati da combustibili liquidi, gassificazione del carbone, biomasse). Non è, infatti, da sottovalutare la possibilità d'impiego di combustibili derivati da rifiuti o da biomasse quali gas di discarica, gas di gassificazione o pirolisi;
- **Efficienza indipendente dal carico e dalle dimensioni dell'impianto.** Il rendimento delle celle è poco sensibile alle variazioni del carico elettrico, diversamente da quanto avviene con gli impianti convenzionali. Il rendimento è inoltre indipendente dalla potenza installata, entro un ampio intervallo di potenza, mentre negli impianti tradizionali il rendimento diminuisce al decrescere della taglia dell'impianto, questa peculiarità rende le celle a combustibile particolarmente idonee alla realizzazione di scenari di energia distribuita.
- **Silenziosità.** L'assenza di parti in movimento fa sì che gli impianti presentino bassissime emissioni sonore, associate ai soli impianti ausiliari (soffianti, compressori, pompe).

VI. Microturbine a gas

Per micro - cogenerazione distribuita s'intende un sistema diffuso di piccoli generatori elettrici situati presso utenze che hanno la possibilità di utilizzare il calore di recupero dei motori primi.

Tra le tecnologie destinate alla produzione combinata di elettricità e calore su piccola scala (inferiore a 200 kW), le microturbine costituiscono ormai certamente una concreta realtà applicativa.

Finora gli impianti con turbina a gas hanno evidenziato una competitività economica da potenze pari a 4-5 MW, mentre sulle taglie più basse i costi specifici e i bassi rendimenti elettrici le penalizzavano rispetto ai motori alternativi a combustione interna. La tecnologia sviluppata per la microturbina introduce invece soluzioni in grado di ribaltare tale effetto scala, consentendo così il raggiungimento di elevati rendimenti elettrici con bassi costi specifici di investimento.

Punti di forza della microturbina a gas:

- **Risparmio energetico.** Rendimenti elevati e costi ridotti permettono vantaggi economico-gestionali;
- **Costi specifici di acquisto.** Concorrenziali rispetto alle tecnologie alternative;
- **Facilità di gestione e telecontrollo.** La modalità di controllo a microprocessore semplifica la gestione dell'impianto, anche a distanza;
- **Manutenzione.** Notevolmente ridotta e a costi sensibilmente inferiori;
- **Basso impatto acustico.** La silenziosità e le ridotte vibrazioni permettono ampia libertà di installazione;
- **Tutela ambientale.** Le emissioni inquinanti sono molto contenute ed inferiori alle tecnologie concorrenti (motori alternativi);
- **Modularità.** È possibile adeguare la configurazione secondo il fabbisogno energetico;
- **Elevato rapporto potenza/peso;**
- **Flessibilità ai carichi parziali;**
- **Durata.** Rispettando i cicli di manutenzione, il funzionamento della macchina è garantito per 60.000 ore;

- **Compattezza.** Le dimensioni ridotte consentono l'installazione in spazi limitati.

Le caratteristiche della microturbina la rendono particolarmente adatta ai settori del terziario e della piccola industria.

Per quanto riguarda le caratteristiche dei fluidi termici generati, le microturbine sono caratterizzate da un'ampia versatilità; essa può, infatti, fornire:

- Acqua calda a bassa temperatura;
- Acqua surriscaldata;
- Fumi diretti ad alta temperatura.

1.3.3 La rete di distribuzione

Il sistema può essere *diretto* o *indiretto*. Nel primo caso un unico circuito idraulico collega la centrale di produzione con le unità terminali, ossia i corpi scaldanti (termosifoni, radiatori, pannelli radianti, etc.) dell'utente; nel secondo caso sono presenti due circuiti separati, in contatto tra loro attraverso uno scambiatore di calore collocato nei pressi dell'utenza.

In Italia si utilizzano prevalentemente il sistema indiretto ad acqua calda (80-95°C di mandata) e, sempre meno frequentemente, quello ad acqua surriscaldata (110-120°C di mandata).

Il sistema indiretto, a fronte di maggiori costi d'investimento, consente di utilizzare elementi a bassa pressione per l'impianto dell'utente, semplifica la manutenzione e l'individuazione delle perdite e rende più efficiente la regolazione e la contabilizzazione del calore.

Le tubazioni, facenti parte della rete, possono essere in acciaio, ghisa, vetroresina o materiale plastico, coibentate con lana di roccia, di vetro o schiuma di poliuretano espanso, ed esternamente sono protette con una guaina bituminata o con resine termoindurenti. Le più utilizzate sono le tubazioni pre-coibentate, specifiche per reti di teleriscaldamento, con un sistema integrato di localizzazione delle perdite.

Le tubazioni possono essere posate in cunicolo (anche comune ad altre utenze), in guaina, direttamente nel terreno o fuori terra ma quest'ultima metodologia è adottata solo per situazioni particolari come attraversamenti di ferrovie, canali, etc.

Gli scavi per la posa delle tubazioni generalmente sono effettuati a cielo aperto, ma nelle situazioni in cui non si può rompere il piano di calpestio, si possono eseguire a foro cieco.

Nella posatura della rete vanno attentamente considerati i problemi che possono derivare dalla corrosione, dalle dilatazioni termiche e dalle perdite. Una rete equilibrata dovrebbe presentare la stessa resistenza idraulica per ogni percorso dalla centrale fino a ogni sottocentrale di utenza.

La configurazione della rete può essere a forma di pettine ovvero ad anello o ad anelli multipli (maglie). In genere, per sistemi di teleriscaldamento di limitate dimensioni, e che si sviluppano gradualmente, è più conveniente la prima forma, meno costosa sia per la lunghezza totale di tubazioni sia perché più facile da espandere in nuove aree (estensione dei rami principali o creazione di nuovi rami secondari). Per consentire queste espansioni, vanno poste ovviamente cure nel dimensionare con una certa ridondanza i tronchi di partenza dalla centrale.

1.3.4 *Sottostazioni di pompaggio*

Le stazioni di pompaggio sono composte dall'elettropompa di circolazione, dai filtri, dal vaso di espansione, dall'impianto di trattamento acqua e da un serbatoio di riserva. Il sistema funziona in controllo automatico, in maniera tale da essere in grado di compensare le perdite di pressione della rete. Sono stati spesso adottati con successo sistemi di regolazione della velocità delle pompe basati su inverter (VSD), per ridurre i notevoli consumi elettrici del pompaggio.

1.3.5 *Unità di scambio*

La sotto centrale d'utenza, utilizzata nei sistemi di distribuzione indiretta, è essenzialmente costituita da uno scambiatore di calore, che separa fisicamente il circuito della rete di teleriscaldamento (circuito primario) dal circuito dell'utenza. È presente una valvola di regolazione, un regolatore elettronico della temperatura di mandata e un contatore di calore per contabilizzare l'energia ceduta all'impianto.

Esistono in commercio sotto centrali, anche prefabbricate in officina, per tutte le esigenze, da quelle per uso industriale a quelle per uso monofamiliare, da quelle

adatte per il solo riscaldamento a quelle adatte anche per la produzione di acqua calda sanitaria. Esteticamente possono essere assimilate alle caldaie convenzionali.

Lo scopo della sotto centrale installata presso ciascun'utenza è di:

- Fornire il calore per il riscaldamento ambienti;
- Produrre acqua calda per uso igienico sanitario (ove necessario);
- Garantire la separazione fisica del circuito di rete dai circuiti interni degli utenti.

Le sotto centrali per le utenze civili sono dotate di meccanismi che permettono di regolarne il funzionamento nei mesi invernali (acqua calda sanitaria e riscaldamento) e nei mesi estivi (sola produzione di acqua calda sanitaria).

1.4 Raffronto tra vantaggi e limiti del teleriscaldamento

In quanto impianto centralizzato di enormi dimensioni, la centrale di teleriscaldamento era fino agli anni '80 molto più efficiente di molte caldaie condominiali, non solo per le tecnologie più avanzate di cui faceva uso. Inoltre, un grande impianto anche dal punto di vista delle emissioni inquinanti era controllato molto di più di qualsiasi caldaia privata.

Oggi però la situazione è completamente ribaltata grazie alla tecnologia della condensazione e della micro-cogenerazione e delle energie alternative come il solare termico: infatti le caldaie cosiddette autonome ed anche le caldaie di medie dimensioni raggiungono efficienze impossibili per una centrale di teleriscaldamento, ciò a causa dei rendimenti superiori alle basse temperature delle caldaie a condensazione. Se, infatti, una centrale di teleriscaldamento deve produrre acqua calda a 90 °C e in alcuni casi surriscaldata sopra i 100 °C, con rendimenti che possono al massimo toccare il 92% del potere calorifico inferiore, una caldaietta può produrre acqua calda in loco a 40 °C con un rendimento del 105% (sempre considerando il potere calorifico inferiore).

La distanza dei luoghi scaldati rispetto alla centrale comporta delle eccessive dispersioni di calore durante il tragitto, che non rendono conveniente il teleriscaldamento dal punto di vista economico e termodinamico. In una configurazione tipica le dispersioni di calore ammontano a circa il 13-16% del calore immesso nella rete. All'aumentare della distanza si possono rendere necessarie anche delle stazioni intermedie che aumentano la pressione e la temperatura dell'acqua.

Lo scopo di questo paragrafo è evidenziare nel dettaglio come i sistemi di teleriscaldamento rappresentino un'importante opportunità di utilizzo razionale delle risorse energetiche e di controllo dell'inquinamento locale, e un sistema di contenimento della spesa energetica sia per la collettività sia per i singoli utenti.

I vantaggi che il teleriscaldamento può offrire, rispetto alle forme tradizionali di produzione di energia termica, essenzialmente possono essere ricondotti a:

- Risparmio energetico e benefici ambientali (**benefici collettivi**)
- Vantaggi economici e semplicità d'uso per gli utenti (**benefici individuali**)

1.4.1 *Aspetti energetici e ambientali*

A livello nazionale i consumi complessivi di energia nel settore residenziale e terziario costituiscono circa il 22% del totale e la loro razionalizzazione, anche tramite maggior utilizzo del teleriscaldamento, costituisce un passo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi strategici che il nostro Paese si è fissato in termini di riduzione delle fonti fossili sfruttate.

Il teleriscaldamento urbano consente di utilizzare tutte le fonti energetiche disponibili, integrandole efficacemente, infatti, nella centrale è possibile bruciare combustibili diversi secondo la maggiore convenienza economica del momento e della disponibilità sul mercato. È anche possibile utilizzare il calore di recupero da vari processi industriali, da forni inceneritori di rifiuti, o da altre fonti energetiche rinnovabili, come le biomasse (sottoprodotti agricoli, scarti dell'industria, ecc.) o le falde geotermiche.

Anche nel caso in cui l'input energetico sia una fonte fossile, il teleriscaldamento, utilizzando centrali a cogenerazione, produce energia elettrica e calore, consentendo

di utilizzare una frazione cospicua dell'energia primaria contenuta nel combustibile, ben superiore a quella consentita dalle produzioni separate.

Il teleriscaldamento, quindi, permette di ridurre i consumi e utilizzare al meglio il combustibile: un solo impianto, a elevato rendimento, sostituisce un grande numero di singole caldaie relativamente poco efficienti dal punto di vista energetico e ad alto impatto ambientale.

In un impianto ben progettato, il camino della centrale di teleriscaldamento ha un impatto inferiore a quello prodotto dai camini delle singole case nella città.

Nel caso di centrali di teleriscaldamento il D.P.R. 1391/1970 richiede l'adozione obbligatoria di apparecchiature di controllo e monitoraggio continuo della composizione dei fumi, e il D.P.R. 412/1993 impone ogni 6 mesi l'analisi dei fumi e del rendimento. Il recente D.lgs. 192/2005 prevede invece che gli impianti condominiali centralizzati siano soggetti a verifica mediamente ogni anno e quelli autonomi solo ogni due anni o addirittura ogni 4 anni. Inoltre, una sola fonte di emissioni è meglio monitorabile dal personale interno e dalle agenzie preposte (Agenzia Regionale Prevenzione e Ambiente, ARPA).

Infine, nei sistemi di teleriscaldamento alimentati con centrale a cogenerazione, la contemporanea produzione di energia elettrica in prossimità dei centri di utilizzo influisce positivamente sul sistema di trasporto e distribuzione, diminuendo la necessità di costruire nuovi elettrodotti ad alta e altissima tensione, particolarmente impattanti sull'ambiente.

Nel 2003, i sistemi di teleriscaldamento operanti in Italia, hanno consentito un risparmio in termini di energia primaria pari a 367.000 tep e benefici ambientali pari a 1.185.000 t di CO₂ evitate (valori calcolati rispetto ai sistemi convenzionali sostituiti).

1.4.2 *Benefici per gli utenti*

Il servizio di teleriscaldamento per l'utente finale è semplice da utilizzare, sicuro ed economico.

La semplicità d'uso e la sicurezza sono garantite dal fatto che si distribuisce acqua calda, per cui non è più necessario installare, presso l'abitazione o il condominio, la

centrale termica e tutte le infrastrutture connesse al suo funzionamento, come canne fumarie, locali appositi, scarichi di sicurezza o cisterne.

Venendo meno la centrale termica presso l'utenza, sono eliminati anche i rischi di esplosione e intossicazione da fumi, eventi che durante i periodi invernali continuano purtroppo a ripetersi, giacché le prescrizioni di legge sulle verifiche di sicurezza e di efficienza energetica delle caldaie non sempre sono osservate, ed è impossibile eseguire controlli a tappeto su un numero così elevato di impianti.

Il teleriscaldamento, per questi motivi, consente inoltre all'utente finale di evitare i costi che si riferiscono alla manutenzione e sostituzione degli impianti; le apparecchiature della sottocentrale, infatti, sono semplici e gli oneri di manutenzione minimi. L'utente paga solamente il calore già pronto all'uso, e lo paga a consumo effettuato, a una tariffa normalmente inferiore a quella del calore prodotto tramite combustione in una caldaia individuale alimentata a gas naturale.

Dal punto di vista della gestione energetica, non si può non considerare che gli impianti "autonomi" hanno indotto gli utenti a ridurre gli sprechi, giacché si paga solo quello che realmente si consuma. Proprio per questo, tutti i moderni impianti di teleriscaldamento prevedono sistemi di contabilizzazione per ogni singolo alloggio, abbinati a sistemi di controllo dei tempi di funzionamento e delle temperature. In questo modo l'impianto di teleriscaldamento può essere gestito, in termini di temperature, periodi di funzionamento e consumi, esattamente come un impianto autonomo, assicurando in più rendimenti energetici globali superiori e maggiore sicurezza.

La diffusione del teleriscaldamento, per questi motivi, garantisce all'utente:

- Più convenienza rispetto al gasolio o al GPL, perché il costo del teleriscaldamento è ancorato a quello del gas naturale, definito secondo i parametri stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- Maggiore convenienza anche per chi già utilizza il gas naturale: l'assenza della caldaia e il fatto di non richiedere la canna fumaria si traducono in minori costi di gestione e di manutenzione della centrale termica;
- Nessun costo di sostituzione di caldaia e bruciatore;

- Abbattimento dei costi per la manutenzione e il controllo periodico obbligatorio della caldaia e del bruciatore, inclusa la pulizia e la verifica dei condotti dei fumi, previste dal D.P.R. 412/93 per gli impianti di riscaldamento tradizionali, sia a metano sia a gasolio;
- Risparmio dello spazio solitamente dedicato al locale caldaia negli edifici di nuova costruzione;
- Realizzazione e/o riconversione di alcune delle superfici calpestabili presenti sul tetto degli edifici grazie all'eliminazione delle canne fumarie;
- Eliminazione della necessità del "terzo responsabile" per le attività direttamente connesse a caldaia e bruciatore.

D'altro canto però è necessario tenere conto di alcuni limiti inerenti il sistema di teleriscaldamento dovendo far fronte a una situazione che vede l'emergere di nuove tecnologia basate sulla condensazione, micro-cogenerazione ed energie alternative come il solare termico.

Il teleriscaldamento ha, in genere, costi per le utenze finali elevati rispetto al tradizionale riscaldamento a metano, pur essendo ricavato da una "materia prima" a costo zero, come la termo-valorizzazione di rifiuti o il recupero di calore dei fumi delle centrali.

Prevalentemente l'acqua per teleriscaldamento viene prodotta tramite cogenerazione, cioè in centrali elettriche che attuano un recupero di calore che è il cascame energetico che producono; anche in questo caso però se si confrontano le efficienze di piccoli impianti di cogenerazione e si sommano le perdite per la distribuzione nelle reti elettriche, ci si rende subito conto della maggiore efficienza di questi ultimi.

1.5 Norme e Incentivi d'ambito

Si riporta di seguito una breve panoramica sui principali riferimenti legislativi nazionali in tema di energia, che rappresentano le linee guida fondamentali per il settore del teleriscaldamento.

1.5.1 Le Norme

- D.lgs. n.192 del 19/08/2005: *"Attuazione della direttiva 2002/91/CE concernente il rendimento energetico nell'edilizia"*, Allegati I, punto 13, e D, punto 2;
- DPR 412/1993-DPR 551/99-DM del 17/03/2003: *Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia in attuazione dell'art. 4 della L.10/91.*
- D.lgs. 79/1999: *Liberalizzazione del mercato energetico*
- D.lgs. 387/2003: *Attuazione della Direttiva 2001/77 CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.*
- DM del 20/07/2004: *Individuazione obiettivi di efficienza energetica.*
- DM del 20/07/2004: *Risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili-*
D.lgs. 164/2000.
- *Credito di imposta per teleriscaldamento a biomassa*: art. 8, c. 10, L. n. 448/1998; art. 4, D.L. n. 268/2000; art. 60, L. n. 342/2000; art. 29, L. n. 388/2000; art. 6, D.L. n. 56/2001; art. 21, c. 7, L. n. 289/2002; art.17, c. 1, D.L. n. 269/2003; circ. 31.10.2001, n. 95/E.
- DM del 24 aprile 2001, sostituiti dai DM del 24 agosto 2004: *"Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".*
- Decreto Legge 273/2004: *Disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas effetto serra nella Comunità Europea.*
- 2004/8/EC: *Direttiva per la promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mercato di energia interno e emendamento 92/62/EEC, comunemente nota come 'Combined Heat and Power (CHP) Directive'*

- DM del 24 /10/2005: *Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili* ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- DM del 24 /10/2005: *Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia* di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239.
- Legge Regionale 26/2004 Regione Emilia-Romagna: all'art.5 si richiede di *valutare la possibilità di introdurre sistemi di teleriscaldamento e cogenerazione in tutte le aree di espansione superiori a 1000 mq.*

1.5.2 *Gli incentivi*

Esistono nel nostro Paese vari strumenti d'incentivazione, non solo fiscale, a vantaggio di quegli impianti di teleriscaldamento, che meglio garantiscono il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico e utilizzo efficiente delle risorse.

Questo meccanismo d'incentivazione è stato stabilito dal D.lgs. 79/1999 (liberalizzazione del mercato energetico), con l'ottica di promuovere lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e dispone:

“Al fine di incoraggiare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, a decorrere dall'anno 2001, gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili, entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto. (...) Gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal gestore della rete di trasmissione nazionale...”

Il decreto ha così istituito un mercato di “certificati verdi” al quale devono rapportarsi i produttori e gli importatori di energia da fonti convenzionali per rispettare quella

quota del 2% (aumentata gradualmente fino al 3% nel 2006), imposta dal decreto. A questo decreto hanno poi fatto seguito ulteriori decreti di attuazione e modifiche, culminate nella L. 239/2004 che riordina sostanzialmente tutto il settore energetico.

La cogenerazione era di fatto esclusa dalla possibilità di registrare certificati verdi, con l'unica eccezione della produzione di energia elettrica da impianti cogenerativi alimentati a biomassa.

Il DM del 24 /10/2005 ha voluto invece far rientrare la possibilità di usufruire dei certificati verdi per gli impianti di teleriscaldamento alimentati da sistemi a cogenerazione (compresi quelli alimentati da rifiuti). L'allegato A al decreto prevede un meccanismo per calcolare, dall'energia termica effettivamente fatturata agli utenti finali, la quantità corrispondente di energia elettrica alla quale si può riconoscere il certificato.

$$E_{cv} = H * C * T$$

Equazione 1.2 Energia elettrica riconosciuta come CV

dove:

E_{cv} è la quantità di MWh_e riconosciuta come certificato verde;

H è l'energia termica in MWh_t distribuita e fatturata a nuovi utenti del teleriscaldamento proveniente dal cogeneratore;

C è variabile secondo la tipologia di sezione per recupero termico;

T è un indice che dipende dal tipo di intervento (nuovo impianto, rifacimento, potenziamento, etc.).

Tipo di sezione	Valore dell'indice C
Termico a vapore con turbina a condensazione	0,45

Tipo di intervento	Valore dell'indice T
Impianto di nuova costruzione	1,00

Recentemente, tale sistema di incentivazione, ha subito una radicale modificazione a partire dal D.lgs. n.28 del 3 marzo 2011 *"in attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla*

promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Il riferimento ai rifiuti è posto nell'art.24 comma 2 lettera h punto i.

Il D.lgs. N.28/2011" definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia" (rif. art. 1) e prevede che per gli impianti a fonte rinnovabile di potenza superiore a 5 MW (rif. Art. 24 comma 4) sia previsto un meccanismo di aste al ribasso gestite dal GSE in cui viene garantito "un valore minimo dell'incentivo comunque riconosciuto dal GSE, determinato tenendo conto delle esigenze di rientro degli investimenti effettuati" (rif. Art. 24 comma 4 lettera e).

Dunque il meccanismo dei certificati verdi, così come identificato originariamente dall'art.11 del D.lgs. n.79 del 16 marzo 1999 e dalle successive modifiche ed integrazioni generate dal progresso del quadro normativo di riferimento (in particolare dall'articolo 2, comma 148, della legge n.244 "Finanziaria" del 4 dicembre 2007 n. 244), si può ritenere sostanzialmente non più valido per i nuovi impianti a partire dal primo gennaio 2013, benché per gli impianti esistenti e che correntemente beneficiano dei certificati verdi *"il GSE ritira annualmente i certificati verdi rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo"* (rif. art. 25 comma4 del D.lgs. n.28/2011).

Le modifiche introdotte dal D.lgs. n.28/2011, volute anche in funzione della necessità di riorganizzare e rendere più efficaci gli schemi di incentivazione esistenti e promuovere soprattutto gli strumenti di *feed-in premium* (anche noti come *conto-energia*), la cui sostenibilità finanziaria è stata oggetto di forte dibattito in Italia, devono essere perfezionate dalla pubblicazione, non ancora avvenuta, di alcuni decreti attuativi: in particolare per gli schemi di incentivazione è previsto nell'art. 24 comma 5 un apposito decreto correntemente in esame presso gli organi consultivi competenti. Si è provveduto ad analizzare l'ultima bozza a disposizione del citato decreto ministeriale in attuazione del quinto comma dell'art. 24 relativo al mese di maggio 2012.

L'analisi di tale bozza ha permesso di identificare le appropriate definizioni per l'impianto TRM che sono state prese ad ipotesi per il calcolo effettuato successivamente nel Capitolo 6.

1.5.3 Le tariffe

Le tariffe del Teleriscaldamento sono di due tipi:

- **Monomia:** è il tipo di tariffa che prende come unico parametro il consumo registrato dal contatore, in base al calore ceduto dalla sottostazione di scambio termico installata presso il Cliente verso l'impianto del cliente stesso; è espressa in € per megacaloria ceduta.
- **Binomia:** è il tipo di tariffa che prende come parametri sia il consumo registrato dal contatore, in base al calore ceduto dalla sottostazione di scambio termico installata presso il Cliente verso l'impianto del cliente stesso, sia la volumetria riscaldata dello stabile (residenziale, terziario); è espressa rispettivamente in € per megacaloria ceduta e in € per metro cubo riscaldato.

1.6 Conclusioni: È opportuna una politica di sviluppo del teleriscaldamento?

L'ostacolo principale alla diffusione dei sistemi di teleriscaldamento non è certo legato agli aspetti tecnologici, semplici e collaudati, o ambientali, ma agli aspetti finanziari, normativi e culturali.

Da un punto di vista *“culturale”*, il teleriscaldamento è piuttosto sconosciuto ed è spesso confuso con i vecchi sistemi centralizzati di riscaldamento, che, a causa della mancanza dei sistemi di contabilizzazione separata del calore, non godono certo di buona fama. Inoltre, il mercato immobiliare ha promosso negli ultimi decenni unicamente i vantaggi del riscaldamento autonomo, e pertanto oggi è ancora difficile sensibilizzare gli utenti a forme di riscaldamento che si discostano dalla cosiddetta *“caldaietta singola”*.

Da un punto di vista *“finanziario”*, invece, l’unico ostacolo è presentato dai costi iniziali per la realizzazione della rete di distribuzione, che garantiscono un ritorno economico dell’investimento solo nel medio-lungo periodo e pertanto non sempre sono considerati vantaggiosi dagli investitori privati.

Le Amministrazioni locali hanno la possibilità di fare da promotori nei confronti degli operatori privati per la realizzazione del sistema di teleriscaldamento, all’interno delle iniziative di carattere immobiliare. Il coinvolgimento di questi operatori privati non ha ancora un percorso metodologico istituzionalizzato, e perciò dipende dalla sensibilità della singola Amministrazione e dalla capacità dei suoi *“decision makers”* di dialogare con il mondo imprenditoriale.

Da un punto di vista *“normativo”*, invece, da un lato esiste un’attenzione della legislazione fiscale, che consente di utilizzare l’accisa industriale (più bassa) anziché quella civile nei teleriscaldamenti alimentati da cogenerazione; dall’altro lato, la legislazione civile non consente alle Amministrazioni di obbligare i cittadini, residenti in edifici già esistenti, a collegarsi al servizio, anche se esso arriva davanti alla loro utenza. E’ indubbiamente utile un intervento della pianificazione regionale o provinciale che dia chiare indicazioni ai Comuni su come comportarsi rispetto alle possibilità di pianificare urbanisticamente reti di teleriscaldamento.

Talora è messo in discussione, riguardo al sistema di teleriscaldamento, il vantaggio in termini di *“sostenibilità ambientale”*.

Se, infatti, è indubbia la riduzione globale di emissioni di CO₂, si obietta che l’impatto dovuto alla produzione combinata anche di energia elettrica, aumentando il consumo di gas, determina un peggioramento della qualità dell’aria locale. Per evitare queste obiezioni (sollevate soprattutto da chi abita nelle aree più vicine alla centrale), è necessario che nella progettazione siano osservate alcune importanti condizioni:

- L’altezza del camino deve essere superiore a quella degli edifici circostanti;
- Il sistema di filtrazione deve comprendere catalizzatori o sistemi SCR;

- Deve essere eseguito lo studio della ricaduta dei gas inquinanti mediante modelli di simulazione del pennacchio dei fumi nelle diverse condizioni locali di vento;
- Deve essere eseguita la valutazione dei livelli d'inquinanti nell'aria a diverse distanze dalla centrale, che devono restare abbondantemente di sotto i limiti di legge.
- Deve essere garantito il rispetto di rigide norme sulle emissioni, quali le TA Luft tedesche (tipicamente un livello pari a 1/2 TA Luft o inferiore.)

Quando tutte queste condizioni sono soddisfatte, si può raggiungere un livello di emissioni locali d'inquinanti (NO_x , SO_2 , PM_{10}) sicuramente inferiore a quello della somma delle caldaie convenzionali che il sistema di teleriscaldamento va a sostituire.

DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI ANALIZZATI

2.1 Introduzione

La finalità del seguente capitolo è riassumere le caratteristiche strutturali e funzionali degli impianti di cogenerazione considerando inoltre le potenzialità di funzionamento.

Il progetto è stato redatto sin dalle prime fasi prevedendo l'utilizzazione di tecnologie e procedure innovative, con scelte progettuali orientate all'attenzione per l'ambiente.

Dopo aver localizzato le centrali termoelettriche, si descriverà in modo chiaro e conciso ogni sezione dell'impianto, il ciclo termico, il sistema di monitoraggio e i servizi ausiliari dell'impianto ponendo attenzione particolare alla scelta delle Best Available Techniques.

In ultima analisi si valuterà, in numeri, il funzionamento dell'impianto, ponendo un particolare accento al recupero energetico (elettrico e/o termico) e all'analisi dei fumi di scarico; questi due aspetti rappresenteranno, quindi, il punto di partenza per l'analisi ambientale ed economica che si andrà a sviluppare.

2.2 Localizzazione degli impianti



Gli impianti cogenerativi e di integrazione e riserva, sono localizzati nel nord-ovest della pianura padana della penisola Italiana tra il Comune di Torino e il Comune di Moncalieri.

La centrale di Moncalieri unitamente a quella di Torino Nord, rappresenta la sorgente primaria di calore che si espande nella rete di Teleriscaldamento di Torino (a seguire “TLR”).

La rete di teleriscaldamento, è attualmente costituita da un sistema di reti interrato (con tubazioni di mandata e ritorno) che si estende per oltre 500 chilometri e serve una volumetria di circa 560.000 abitanti.

Da ausilio alle centrali cogenerative, ogni impianto è dotato di un sistema di integrazione e riserva che funge da polmone all’intera rete utile nei periodi di picco di richiesta termica.

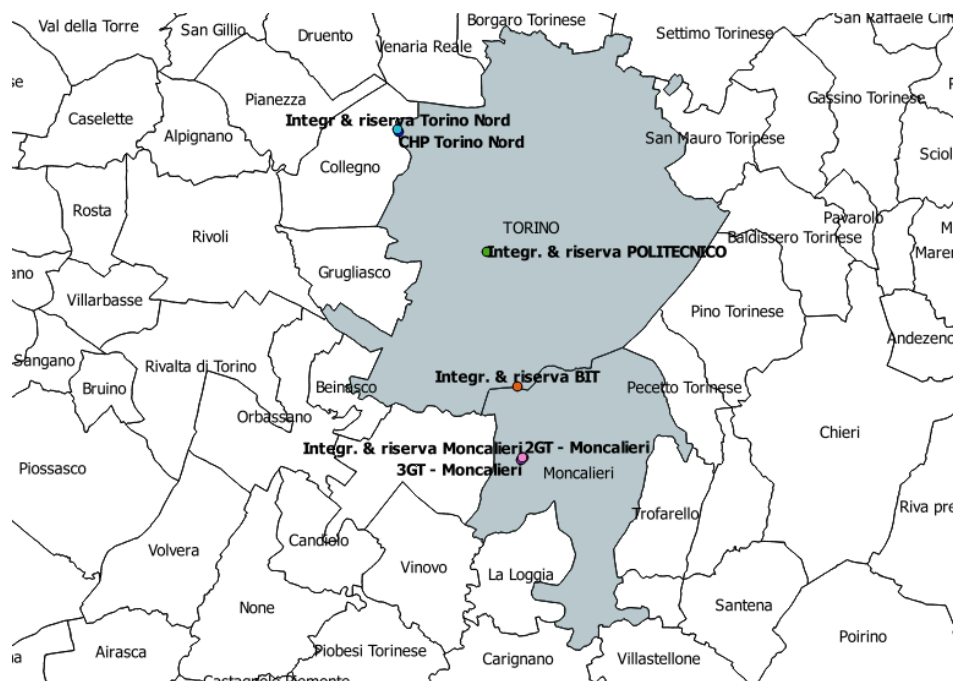


Figura 2. 1 – Localizzazione degli impianti di cogenerazione e di integrazione e riserva

La centrale di Moncalieri è costituita da due impianti di cogenerazione a ciclo combinato, il 2° GT ed il 3° GT, con una potenza elettrica complessiva di circa 800 MW ed una potenza termica in assetto di cogenerazione di circa 520 MW e 3 generatori di vapore di integrazione e riserva di potenza complessiva di 141 MW_t.

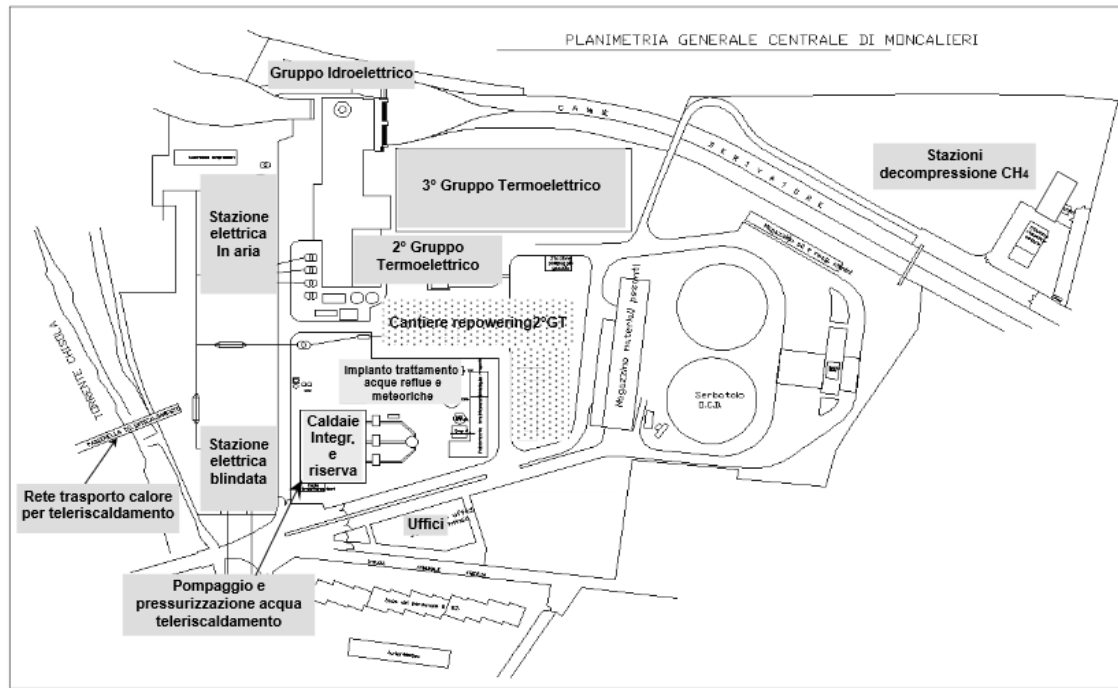


Figura 2.2 – Planimetria delle centrali di Moncalieri

La centrale di Torino Nord è formata da un gruppo termoelettrico a ciclo combinato da 400 MW elettrici e 220 MW termici e 3 generatori di vapore di integrazione e riserva di potenza termica complessiva di 340 MW.

Infine ci sono le centrali di integrazione e riserva del POLITECNICO e del BIT.

A seguire i dettagli delle “macchine termo-elettriche”.

2.3 Principio di funzionamento

Il ciclo termico a vapore ha il compito di convertire il vapore prodotto in caldaia dalla combustione del gas naturale in energia elettrica, tramite una “turbina a vapore”, e di fornire vapore per il teleriscaldamento.

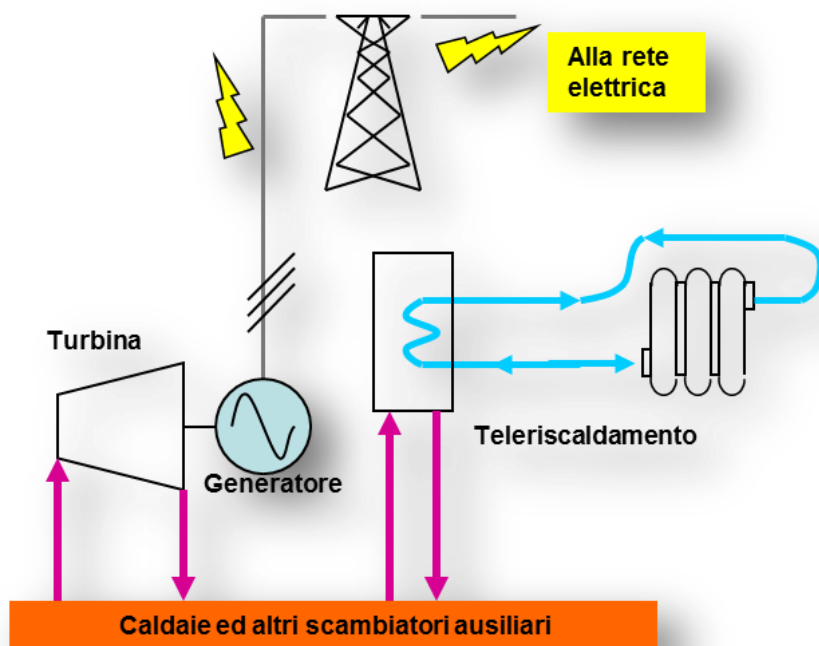


Figura 2. 3 - Schema di conversione del vapore prodotto dalla combustione

I cogeneratori sono supportati da impianti di integrazione e riserva, nonché da sistemi di accumulo del calore distribuiti sul territorio in posizioni baricentriche.

L'energia termica, sotto forma di acqua surriscaldata fino a 120°C, viene trasportata e distribuita fino alle sottostazioni di scambio termico dei singoli edifici serviti, dove, mediante un apposito scambiatore, cede il calore all'acqua del circuito di riscaldamento dell'edificio, per poi tornare a circa 70°C nelle centrali di produzione.

Il sistema di teleriscaldamento è completato da: sistema di pompaggio, camere valvole, sistemi di espansione e pressurizzazione, sistemi di reintegro, drenaggio, additivazione e filtraggio dell'acqua della rete.

2.4 Centrale cogenerativa 2°GT di Moncalieri

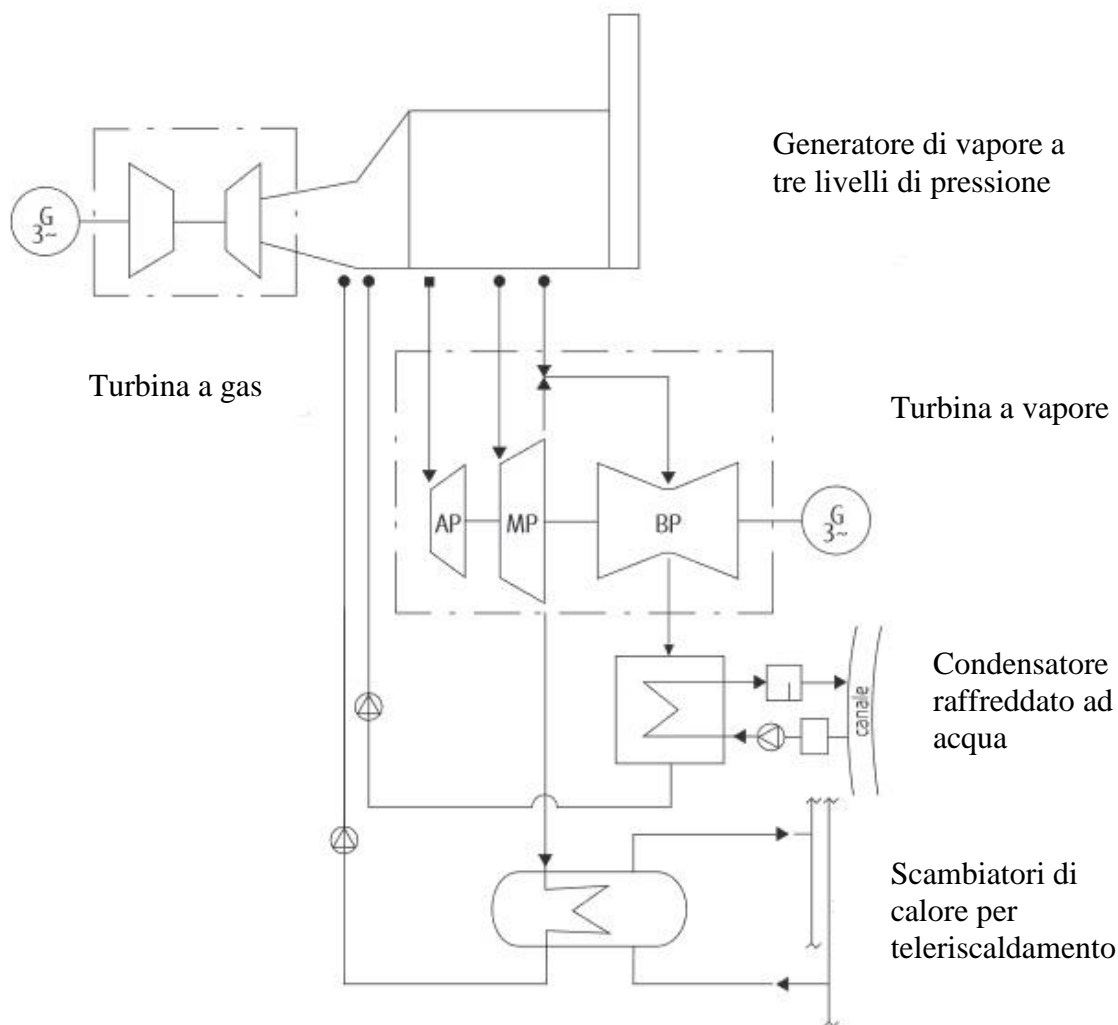


Figura 2. 4 - Schema di conversione del vapore prodotto dalla combustione – 2° GT

Il 2° GT da 400 MWe e 260 MWt utilizza le più avanzate tecnologie per la produzione simultanea di energia elettrica e di energia termica è progettato per garantire il massimo rendimento ed il minimo impatto ambientale attualmente possibili.

Principalmente si compone di:

- turbina a gas che genera circa 270 MW di potenza elettrica in condizioni ISO con un rendimento di circa il 39%;
- generatore di vapore a recupero di calore, a tre livelli di pressione, alimentato con i gas di scarico caldi provenienti dalla turbina a gas (660 kg/s ad una temperatura che sfiora i 600°C), senza camino di by-pass fumi. Il generatore di vapore surriscaldato a

circolazione naturale è dotato di n. 12 bruciatori misti alimentati con gas naturale o olio combustibile BTZ e camera di combustione pressurizzata, n. 3 banchi di surriscaldatori e n. 2 di risurriscaldatore pendenti ad irraggiamento e convezione, preriscaldatori d'aria rotativi di tipo Ljungstrom;

Il vapore prodotto dal generatore di vapore 2° GT è inviato al ciclo termico della turbina a vapore del RPW 2° GT, in alternativa al vapore generato dalla turbina a gas e dal Generatore di vapore a recupero (GVR) del ciclo combinato in questione

	Pressione (bar)	Portata (kg/s)	Temperatura (°C)
AP	94	76,4	542
MP	28	87,9	542
BP	4,6	9,7	225

Tabella 2. 1 - Schema del generatore di vapore a tre livelli di pressione – 2° GT

- turbina a vapore a condensazione di potenza pari a circa 141 MWe nominali in ciclo convenzionale, con prelievo regolato di vapore a bassa pressione per la produzione di calore per la rete di teleriscaldamento;
- sistema di condensazione a fascio tubiero, raffreddato con l'acqua proveniente dal canale derivatore del fiume Po (circa 5.000 kg/s);
- sistema di produzione di calore per la rete di teleriscaldamento (260 MWt) sotto forma di acqua surriscaldata a 120°C, che opera mediante l'estrazione di vapore a pressione e temperatura ridotte dalla turbina a vapore e/o dal sistema di by-pass;
- sistema di dissipazione di calore ad aerotermo di circa 340 MWt, con temperatura ambiente di 30°C, per il raffreddamento dell'acqua surriscaldata del teleriscaldamento, utilizzabile sia dal 2° GT che dal 3° GT, nel caso in cui non sia sufficiente la portata di acqua del canale derivatore;

Il 2° GT raggiunge, in assetto elettrico, un rendimento complessivo superiore al 58%. In assetto di cogenerazione, il rendimento complessivo è del 90%.

2.5 Centrale cogenerativa 3°GT di Moncalieri

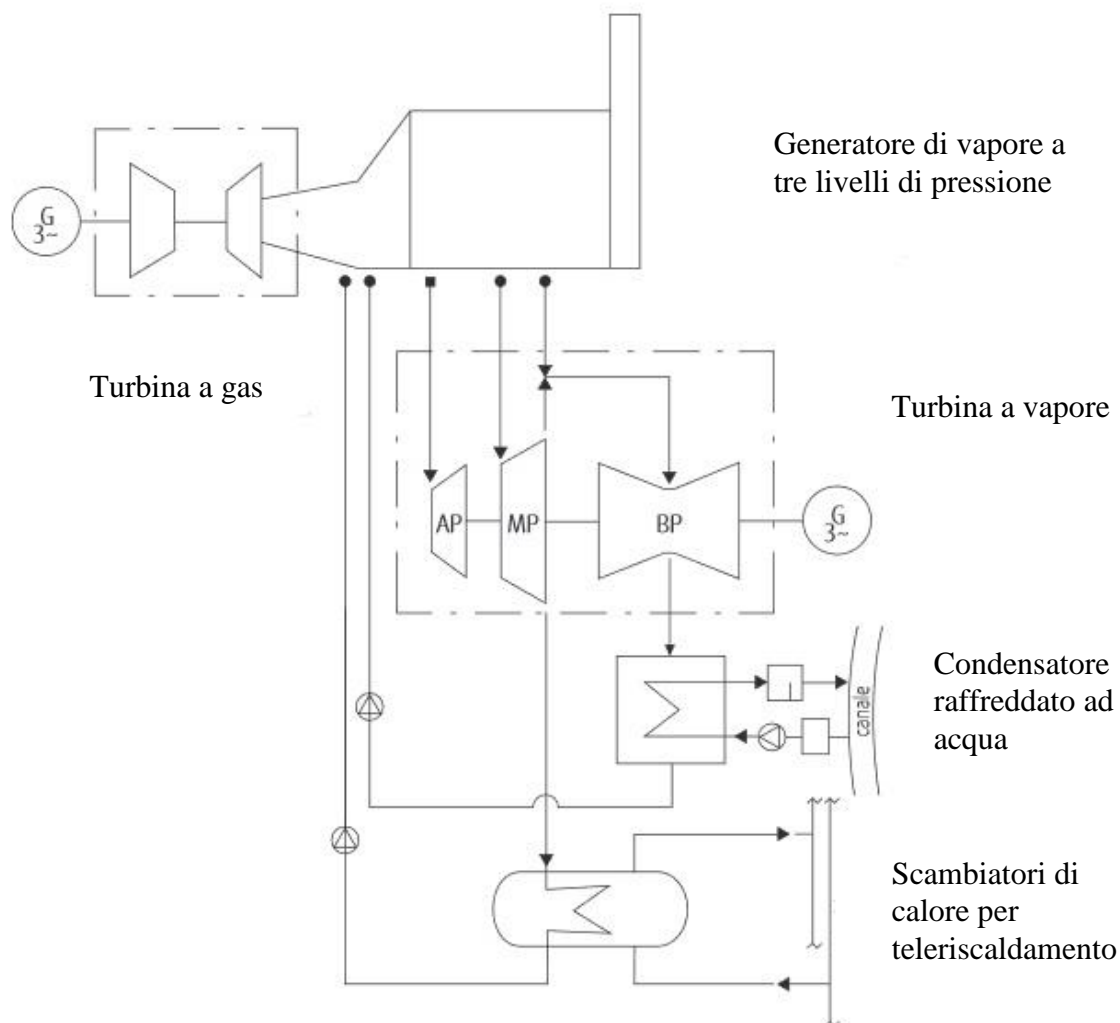


Figura 2. 5 - Schema di conversione del vapore prodotto dalla combustione – 3° GT

Il 3° GT da 383 MWe e 260 MWt utilizza le più avanzate tecnologie per la produzione simultanea di energia elettrica e di energia termica.

Il 3° GT, progettato per garantire il massimo rendimento ed il minimo impatto ambientale attualmente possibili, è principalmente costituito da:

- turbina a gas che genera oltre 260 MW di potenza elettrica in condizioni ISO con un rendimento superiore al 39%;
- generatore di vapore a recupero di calore, a tre livelli di pressione, alimentato con i gas di scarico caldi provenienti dalla turbina a gas (660 kg/s ad una temperatura che sfiora i 600°C), senza camino di by-pass fumi.

	Pressione (bar)	Portata (kg/s)	Temperatura (°C)
AP	104	74	550
MP	28	87,4	560
BP	3,5	9,63	250

Tabella 2. 2 - Schema del generatore di vapore a tre livelli di pressione – 3° GT

- turbina a vapore a condensazione di potenza pari a circa 138 MWe nominali, con prelievo regolato di vapore a bassa pressione per la produzione di calore per la rete di teleriscaldamento;
 - sistema di condensazione a fascio tubiero, raffreddato con l'acqua proveniente dal canale derivatore del fiume Po (circa 7.000 kg/s);
 - sistema di produzione di calore per la rete di teleriscaldamento (260 MWt) sotto forma di acqua surriscaldata a 120°C, che opera mediante l'estrazione di vapore a pressione e temperatura ridotte dalla turbina a vapore e/o dal sistema di by-pass (temperatura in ingresso 70°C);
 - sistema di dissipazione di calore ad aerotermo di circa 340 MWt , con temperatura ambiente di 30°C, per il raffreddamento dell'acqua surriscaldata del teleriscaldamento, utilizzabile sia dal 2° GT che dal 3° GT, nel caso in cui non sia sufficiente la portata di acqua del canale derivatore;
- Il 3° GT raggiunge, in assetto elettrico, un rendimento complessivo superiore al 57%. In assetto di cogenerazione, il rendimento complessivo supera l'87%.

2.6 Impianto di integrazione e riserva di Moncalieri

La centrale ospita un impianto di integrazione e riserva con potenza termica complessiva di 280 MW.

I tre generatori hanno caratteristiche tali da renderli particolarmente flessibili e gestibili per tutti i carichi termici su base stagionale e giornaliera.

L'impianto è costituito nel suo complesso da n. 3 generatori di vapore dimensionati per riscaldare 3.000 t/h di acqua surriscaldata proveniente dalla rete del teleriscaldamento mediante la condensazione del

vapore prodotto in scambiatori installati direttamente sopra i corpi cilindrici superiori dei generatori.

Le tre caldaie sono previste funzionanti con gas naturale e olio combustibile solo in caso di interruzione della fornitura di gas naturale alla Centrale.

Ogni generatore di vapore è del tipo a tubi d'acqua a due corpi cilindrici con flusso dei gas combusti orizzontale e parallelo ai corpi cilindrici, l'impianto di combustione è costituito da n. 2 bruciatori e n. 4

bruciatori pilota.

Il sistema di recupero termico è costituito dal riscaldatore aria di tipo rigenerativo R.A.R. (Ljungstrom) ad asse orizzontale.

Le caldaie hanno funzione di riserva ai cicli combinati di cogenerazione.

2.7 Servizi ausiliari delle centrali di Moncalieri

2.7.1 Sistemi ausiliari delle centrali

La Centrale è completata dai sistemi ausiliari che vengono di seguito descritti:

- stazioni di decompressione, filtrazione e misura del gas naturale del 3° GT, RPW 2° GT, 2° GT e Caldaie di riserva. Prima di essere decompresso il gas viene riscaldato mediante scambiatori d'acqua calda/gas, dove l'acqua calda dello scambiatore è prodotta dalle caldaie a tubi di fumo alimentate a gas naturale (caldaie ausiliarie);
- stazione di travaso, filtrazione e serbatoio di deposito dell'olio combustibile denso BTZ che, fornito tramite autobotti, da queste viene scaricato ed inviato attraverso delle pompe al serbatoio di stoccaggio della capacità di 24.000 m³;
- impianto di produzione acqua demineralizzata a resine scambio ionico a due linee (cationiche, torre di decarbonatazione, colonne anioniche e colonne letti misti) per i reintegri dei fluidi termici dei gruppi di produzione e della rete di teleriscaldamento;
- stazione compressori aria strumenti e servizi;
- sistemi antincendio;

- gruppi elettrogeni di emergenza;
- sistemi elettro-strumentali;
- magazzino ricambi e officina meccanica.

2.7.2 Sistema di controllo

La regolazione degli impianti durante l'esercizio è effettuato con sistemi di automazione e controllo da un'unica sala controllo, attraverso operatori che hanno a disposizione videotermini con tastiera.

I parametri principalmente monitorati sono:

- Parametri dei fumi a camino (Cfr. 2.6.8);
- Portata metano QM (sm³/h);
- Potenza teleriscaldamento P TLR (MW);
- Potenza elettrica generatore P TG (MW);
- Potenza elettrica totale P TOT (MW).
-

2.7.3 Sistema elettrico

Il sistema elettrico di centrale, composto da trasformatori, quadri e linee elettriche, è suddiviso in diversi livelli di tensione (220 kV, 30 kV, 6 kV, 400 V).

2.7.4 Impianto trattamento acque reflue industriali

L'impianto di trattamento delle acque reflue della Centrale è suddiviso in due sezioni:

- sezione di trattamento chimico fisico, in cui confluiscono i reflui provenienti dalle operazioni di drenaggio e spurgo dell'acqua dei cicli termici; operazioni di scarico condense di vapore dei cicli termici; operazioni di lavaggio industriale di macchinari, apparecchiature e parti di impianto;
- sezione di neutralizzazione degli eluati dell'impianto di demineralizzazione, in cui confluiscono i reflui prodotti dalla rigenerazione periodica delle resine a scambio ionico delle linee e dei letti misti dell'impianto di demineralizzazione dell'acqua. Dopo la neutralizzazione tali acque confluiscono alla sopra citata sezione di trattamento chimico-fisico.

2.7.5 Impianto trattamento acque meteoriche

Le acque meteoriche di dilavamento dei piazzali, delle costruzioni e dei fabbricati della Centrale vengono raccolte da una rete interna di fognatura bianca e inviate, attraverso diverse vasche secondarie munite di sistemi a paratoia per la ritenzione di eventuali sostanze oleose derivanti da versamenti accidentali, ad un sistema di trattamento fisico finale (ATIFTPI), prima dello scarico finale in acque superficiali.

2.7.6 Sistema di intercetto delle acque reflue e meteoriche –

Il sistema è costituito da una vasca di intercettazione del collettore ovoidale esistente (scarico SF1) che, in caso di necessità (piene e alluvioni), può deviare attraverso delle paratoie le acque di Centrale in un manufatto con vasche e stazione di sollevamento, per convogliare infine le stesse ad una nuova tubazione di scarico (scarico SF8).

2.7.7 Stoccaggio rifiuti

Le acque oleose provenienti da zone degli impianti con presenza di oli di lubrificazione, prodotte da eventuali trafilamenti di organi meccanici sono stoccate in un serbatoio fuori terra con bacino di contenimento della capacità di 70 m³, per essere successivamente inviate a smaltitori esterni autorizzati. Sono inoltre presenti strutture dotate di copertura ove sono posizionati cassoni e contenitori vari per i rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi prodotti nell'impianto.

2.7.8 Sistema di monitoraggio emissioni ambientali

Il sistema di monitoraggio in continuo consente di rilevare in tempo reale, elaborando medie orarie e medie giornaliere (normalizzate e non), i seguenti parametri durante il funzionamento del Gruppo 2°GT e 3° GT:

- Ossido di carbonio CO (mg/Nm³ e kg/h);
- Ossidi di azoto NO_x (mg/Nm³ e kg/h);
- Polveri totali PTT (mg/Nm³);
- Anidride carbonica CO₂ (%V);

- Ossigeno nei fumi O_2 (%V).
- Umidità fumi H_2O (%V)
- Temperatura fumi TF ($^{\circ}C$)
- Pressione fumi PF (hPa),
- Portata fumi secchi QN (KNm^3/h)

Nelle normali condizioni di funzionamento vengono rispettati i limiti alle emissioni in atmosfera. Durante le fasi transitorie di funzionamento e in prossimità del minimo tecnico dell'impianto possono presentarsi maggiori concentrazioni di CO.

2.8 Centrale cogenerativa di Torino Nord

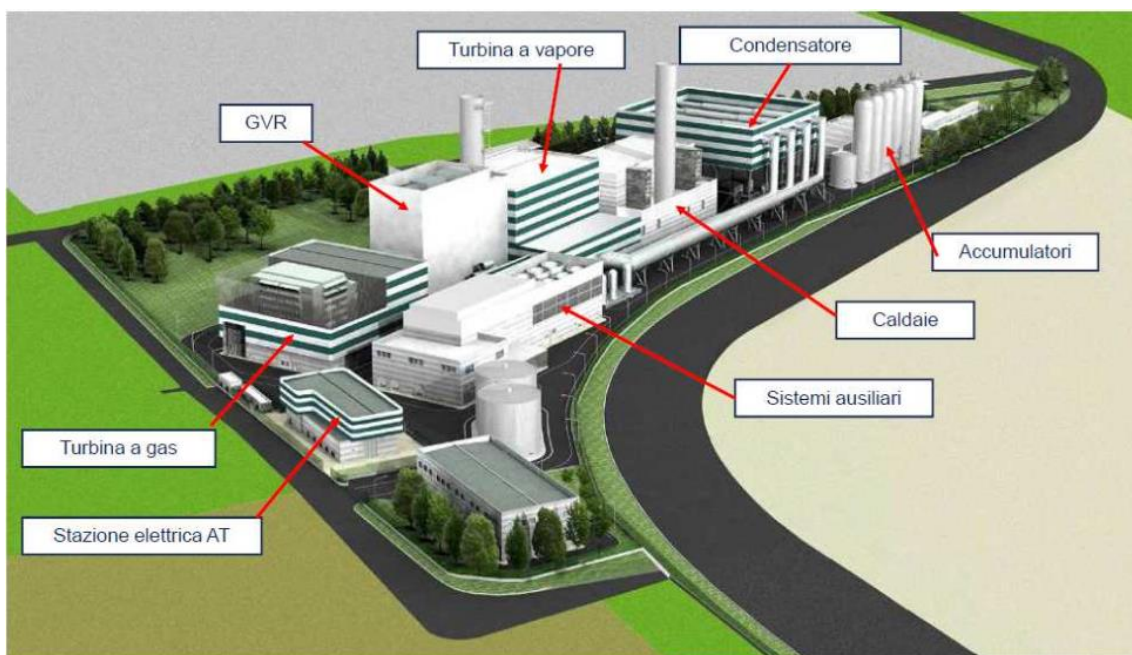


Figura 2. 6 – Centrale di Torino Nord

La centrale Torino Nord da 400 MW elettrici e 220MW termici, che utilizza le più avanzate tecnologie per la produzione simultanea di energia elettrica e termica, è composta dalle seguenti apparecchiature:

- una turbina a gas di potenza elettrica pari a circa 250 MW, alimentata a gas naturale, con generatore elettrico raffreddato ad aria, equipaggiata con bruciatori "Very Low

NOx". Le prestazioni della turbina a gas (potenza e rendimento) del ciclo combinato si riducono con l'aumento della temperatura dell'aria ambiente. Pertanto la presenza di gruppi frigo ad assorbimento contenenti bromuro di litio (LiBr) consentono di intervenire direttamente sulle condizioni dell'aria in aspirazione al compressore della turbina a gas, ottenendo:

- la riduzione delle perdite di potenza;
- il minor degrado del rendimento della macchina.

Tale sistema consente di "recuperare", in determinate condizioni di funzionamento e a parità di combustibile utilizzato, fino a circa 30 MW elettrici di potenza della turbina a gas del ciclo combinato;

- un generatore di vapore a recupero (GVR) con camino, nel quale sono convogliati i gas di scarico della turbina a gas, a circolazione naturale con flusso dei fumi orizzontale, dotato di un sistema catalitico di riduzione delle emissioni in atmosfera di NOx con catalizzatore, che utilizza quale agente riducente l'ammoniaca in soluzione acquosa (NH₄OH);
- una turbina a vapore a condensazione, composta da tre sezioni (alta, media e bassa pressione) di potenza elettrica pari a circa 140 MW con generatore elettrico raffreddato ad aria, con prelievo di vapore a bassa pressione per la produzione di acqua surriscaldata per il teleriscaldamento;
- un sistema di condensazione per la turbina a vapore ad aria con aerotermo;
- sistema di scambiatori per la produzione di calore per il teleriscaldamento, della potenza di 220 MWt, che utilizza il vapore di bassa pressione spillato dalla turbina a vapore.
- sistema di accumulo del calore, costituito da 6 serbatoi di capacità utile complessiva di 5.000 metri cubi;
- stazione di pompaggio, pressurizzazione e reintegro acqua rete di teleriscaldamento.

2.8.1 Sistema di abbattimento fumi

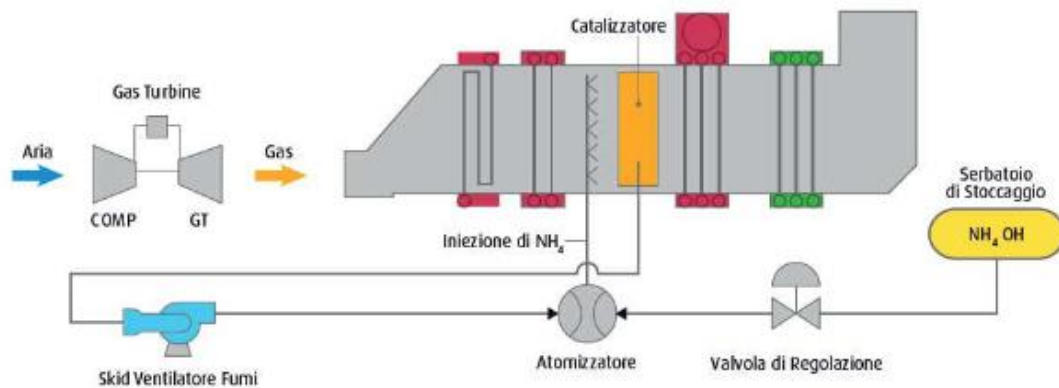


Figura 2. 7 – Sistema catalitico di riduzione

- Bruciatori Very Low NOx

I bruciatori installati nella turbina a gas sono del tipo a bassissima emissione specifica di NOx (Very Low NOx), definizione internazionalmente semplificata nell'acronimo DLN, ovvero la migliore tecnologia disponibile (Best Available Technique) nella riduzione "alla fonte" delle emissioni di NO_x, si tratta infatti di "misure primarie di abbattimento", efficaci direttamente durante la combustione e non basate su interventi successivi.

- SCR: sistema di abbattimento degli ossidi di azoto

La riduzione degli ossidi di azoto (NOx) in uscita dai fumi prodotti dalla turbina a gas del ciclo combinato è realizzato mediante un catalizzatore SCR (DENOX), installato nel generatore di vapore a recupero, che utilizza una soluzione acquosa di ammoniaca al 25%. Il processo SCR si basa su una serie di reazioni chimiche che portano all'eliminazione degli ossidi di azoto per reazione con l'ammoniaca e l'ossigeno. I principali componenti del sistema sono:

- catalizzatore SCR;
- griglia di iniezione e distribuzione ammoniaca nel GVR;
- sistema di evaporazione, miscelazione e dosaggio ammoniaca;
- sistema di carico/scarico e stoccaggio ammoniaca;
- sistema di regolazione del flusso di ammoniaca e controllo delle emissioni

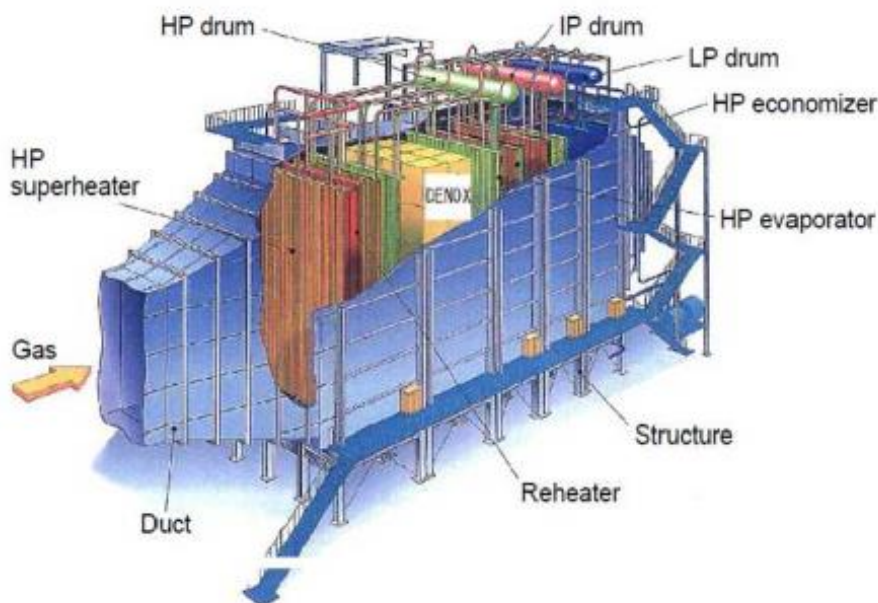


Figura 2.8 – Sistema di abbattimento degli ossidi di azoto - DENOX

2.8.2 Accumulatori di calore

Al fine di consentire una miglior gestione del calore introdotto nella rete di teleriscaldamento, sono presenti all'interno della Centrale n° 6 accumulatori di calore aventi una capacità complessiva di circa 5.000 m³ collegati in parallelo, attraverso un sistema di tubazioni, al sistema di pompaggio e al sistema di produzione del calore per la rete di teleriscaldamento.

Gli accumulatori consentono di immagazzinare energia termica nel periodo di minor richiesta della rete (solitamente il periodo notturno), per restituirla nei momenti in cui è presente una forte richiesta da parte dell'utenza (ad esempio la mattina presto), riducendo o eliminando del tutto la necessità di produrre calore attraverso le caldaie di integrazione e riserva.

2.8.3 Servizi ausiliari

La Centrale è completata dai sistemi ausiliari che vengono di seguito descritti:

- stazione di compressione/decompressione, filtrazione e misura del gas naturale. La compressione del gas naturale è necessaria per la turbina a gas del ciclo combinato,

mentre la decompressione del gas naturale è necessaria per le caldaie di integrazione e riserva e per la caldaia ausiliaria;

- impianto di produzione acqua demineralizzata a resine scambio ionico a due linee (cationiche, torre di decarbonatazione, colonne anioniche e colonne letti misti) per i reintegri dei fluidi termici dei gruppi di produzione (ciclo combinato e Caldaie) e della rete di teleriscaldamento;
- serbatoi di stoccaggio di acqua filtrata e demineralizzata della capacità unitaria di 2.500 m³;
- gruppi frigo ad assorbimento per la riduzione della temperatura di ingresso dell'aria comburente della turbina a gas;
- stazione compressori aria strumenti e servizi;
- sistemi antincendio;
- gruppi elettrogeni di emergenza;
- sistemi elettro-strumentali;
- magazzino ricambi.

2.8.4 Sistema di controllo

La regolazione degli impianti durante l'esercizio è effettuato con un sistema di automazione e controllo distribuito (DCS – Distributed Control System) e da un'unica sala controllo, attraverso operatori che hanno a disposizione videotermini.

2.8.5 Sistema elettrico

Il sistema elettrico di centrale, composto da trasformatori, quadri e linee elettriche, è suddiviso in diversi livelli di tensione (220 kV, 30 kV, 6 kV, 400 V).

2.8.6 Stoccaggio rifiuti

Le acque oleose provenienti da zone degli impianti con potenziale presenza di oli di lubrificazione, prodotte da eventuali trafilamenti di organi meccanici sono stoccate in un serbatoio fuori terra con bacino di contenimento della capacità di circa 50 m³, per essere successivamente inviate a smaltitori esterni autorizzati. E' inoltre presente una

struttura dotata di copertura ove sono posizionati cassoni e contenitori vari per i rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi prodotti nell'impianto.

2.9 Caldaie di integrazione e riserva Torino Nord

L'impianto è costituito nel suo complesso da n. 3 caldaie, ciascuna della potenza termica nominale di 85 MWt (in totale 255 MWt), il cui vapore prodotto è inviato in uno scambiatore di calore per la produzione di acqua surriscaldata a 120 °C per la rete del teleriscaldamento; le tre caldaie sono alimentate con gas naturale.

Ogni generatore di vapore è del tipo a tubi d'acqua a circolazione naturale , con camera a "D", pressurizzato, dotato di quattro bruciatori "Dry Low NOx" (DLN). Le caldaie hanno funzione di integrazione per la copertura del carico di punta della rete di teleriscaldamento e riserva in caso di fuori servizio del ciclo combinato.

La Caldaia ausiliaria, della potenza termica nominale di 12,8 MWt, produce il vapore necessario, nelle fasi di avviamento, ad alimentare

il circuito termico del ciclo combinato (degassatore, vuoto del condensatore, riscaldamento turbina, tenute turbina). Lo scopo di tale caldaia è quello di ridurre i tempi di avviamento del ciclo combinato, con interruzione del suo funzionamento dopo l'avviamento del ciclo termico della turbina vapore. In tal modo si ottiene la riduzione delle fasi di avviamento del gruppo turbogas a circa due ore, apportando benefici sulle emissioni in atmosfera nelle fasi critiche del transitorio di avviamento.

2.10 Caldaie di integrazione e riserva del POLITECNICO

L'impianto sorge nell'area Torino Centro e dà il suo contributo in particolare in corrispondenza della punta mattutina di richiesta del calore o nelle giornate più fredde della stagione invernale.

Degno di nota è il sistema di accumulo del calore, funzionale a massimizzare l'impiego dell'energia termica prodotta in assetto cogenerativo nelle ore notturne ed a limitare le ore di funzionamento dei generatori di vapore ospitati nell'impianto.

In relazione al suo posizionamento in un'area centrale di Torino interessata da importanti progetti di riqualificazione urbana, l'impianto Politecnico è stato completato con una prestigiosa copertura a vele progettata dall'architetto Jean-Pierre Buffi (Studio Buffi Associ tes di Parigi), dotata di un sistema di illuminazione che ne esalta il valore artistico.

L'impianto di integrazione e riserva Politecnico dispone di tre generatori di vapore a tubi d'acqua, ciascuno da 85 MW, dotati di recuperatori di calore dei fumi da 3,9 MW.

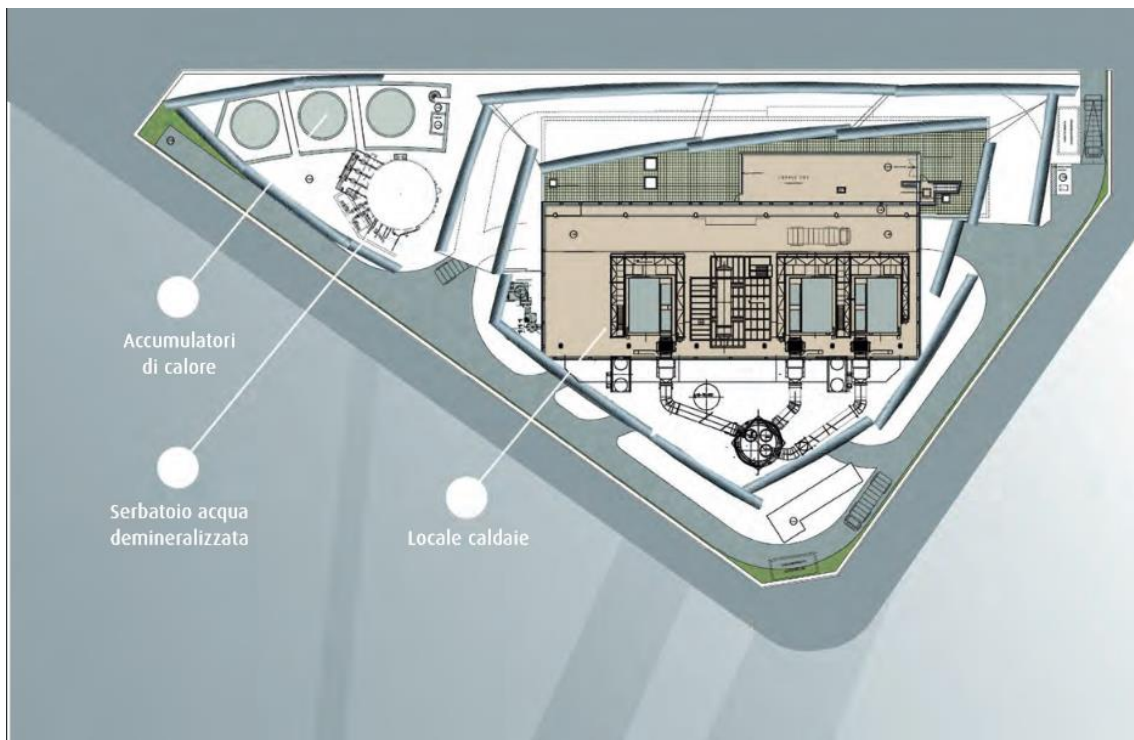


Figura 2. 9 – Centrale di integrazione e riserva Politecnico

La produzione di calore per teleriscaldamento è realizzata con uno scambiatore di calore di 255 MW di potenza termica.

I tre generatori hanno caratteristiche costruttive tali da renderli particolarmente flessibili e gestibili per tutti i carichi termici su base stagionale e giornaliera.

L'impianto dispone anche di un sistema di accumulo di calore con una capacit  pari a 2.500 metri cubi in grado di ottimizzare l'energia termica prodotta in assetto cogenerativo nelle ore notturne, consentendo di limitare le ore complessive di funzionamento delle caldaie.

La circolazione dell'acqua surriscaldata per il teleriscaldamento è assicurata da un gruppo di pompaggio costituito da quattro pompe da 1.700 metri cubi/ora cadauna.

2.11 Caldaie di integrazione e riserva BIT

L'impianto di integrazione e riserva BIT dispone di tre generatori di vapore a tubi d'acqua, ciascuno da 85 MW (16 bar) con sovrapposti scambiatori di calore vapore saturo/acqua surriscaldata in cui viene prodotta l'acqua da inviare nella rete di Teleriscaldamento.

I generatori di calore e gli ausiliari ad essi collegati sono controllati per mezzo di un sistema integrato di automazione.

La produzione di calore per teleriscaldamento è realizzata con uno scambiatore di calore di 255 MW di potenza termica.

I tre generatori hanno caratteristiche costruttive tali da renderli particolarmente flessibili e gestibili per tutti i carichi termici su base stagionale e giornaliera.

La circolazione dell'acqua surriscaldata per il teleriscaldamento è assicurata da due gruppi di pompaggio costituiti da tre pompe, ciascuna da 2.030 m³/h di portata.

2.12 Analisi energetico – gestionale dell'impianto

Nel seguente paragrafo si schematizza il funzionamento del sistema cogenerativo di Torino; i dati cui si riferisce sono stati già citati ma se ne farà nuovo cenno con relative assunzioni.

2.12.1 Assunzioni

Per la redazione del ciclo annuale di funzionamento dell'assetto cogenerativo si sono fatti collimare diversi ragionamenti che possono essere così riassunti:

- L'obiettivo delle centrali di cogenerazione è soddisfare il bisogno di calore e acqua sanitaria dell'utenza collegata alla rete di teleriscaldamento;

- Il sistema è composto da tre impianti di cogenerazione a ciclo combinato, con una potenza elettrica complessiva di circa 1.200 MW_e ed una potenza termica in assetto di cogenerazione di circa 740 MW_{th}.
- Per le esigenze di integrazione e riserva sono attivi gli impianti termici di Moncalieri, di Torino Nord, del BIT e del Politecnico con una potenza termica complessiva pari a circa 1.100 MW_{th}.
- Durante il periodo di TLR attivo, essendo le turbine attive tutto l'anno, si è sempre in condizione cogenerativa, ovvero non accade mai che la turbina sia ferma e tutto il calore sia inviato al TLR; il caso suddetto è solo emergenziale. Durante il periodo TLR disattivo la produzione è solo elettrica;
- Durante il periodo cogenerativo la logica di regolazione è la seguente: poiché l'energia termica recuperata è comunque sufficiente a soddisfare sia la turbina che il TLR (nel range di funzionamento previsto), la variabile indipendente esterna è il calore richiesto dal TLR; la produzione elettrica (portata in turbina) si adegua di conseguenza.
- Funzionamento differenziato a seconda della ipotetica richiesta termica dell'utenza allacciabile alla rete di TLR;
- Assunzioni verosimili su periodi di manutenzione ed esercizio come da ultimo funzionamento medio negli ultimi 3 anni.

Riassumendo i dati considerati sono:

Impianto	Capacità elettrica [MW _e]		Capacità termica [MW _{th}]	
	P _{el}	f _u	P _{th}	f _u
CHP 2°GT	395	58%	260	89%
CHP 3° GT	383	58%	260	88%
I&R Moncalieri	-		282	87%
CHP TO nord	400	58%	220	87%
I&R TO nord	-		340	87%
I&R BIT	-		255	87%
I&R POLI	-		255	87%

Tabella 2. 3 - Tabella riassuntiva delle potenzialità degli impianti in assetto cogenerativo.

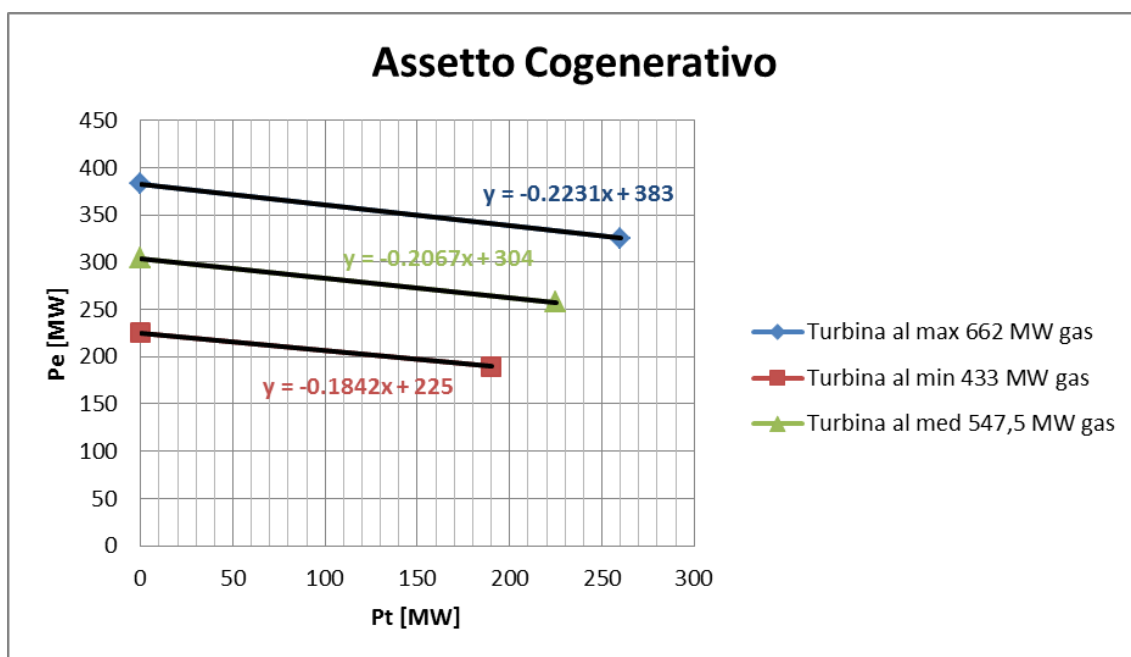


Figura 2. 10 – Funzionamento in assetto cogenerativo della centrale di Moncalieri 2° GT e 3° GT.

2.13 Riconoscimenti ambientali



La Centrale Termoelettrica di Moncalieri è dotata di un sistema di gestione ambientale conforme al Regolamento EMAS, allo scopo di attuare il miglioramento continuo delle prestazioni ambientali e di pubblicare una dichiarazione ambientale. La registrazione EMAS, secondo il Regolamento (CE) n° 1221/2009, rappresenta un traguardo tra i più ambiti e selettivi per quanto concerne la gestione ambientale di un sito produttivo.

La Centrale, già dotata di un sistema certificato di gestione ambientale UNI EN ISO 14001:2004, ha ottenuto la registrazione EMAS con numero **IT-000749** e la convalida della Dichiarazione Ambientale.

La Dichiarazione Ambientale è un documento ufficiale, aggiornato annualmente e convalidato da un verificatore accreditato esterno all'azienda, nel quale sono presentati i risultati della gestione ambientale, i dati sulla prestazione ambientale e, attraverso un programma, gli obiettivi di miglioramento.

A seguire si è fatto riferimento alla documentazione più aggiornata emessa nel 2014.



La centrale Torino Nord è dotata di un sistema di gestione ambientale conforme al Regolamento EMAS, allo scopo di attuare il miglioramento continuo delle prestazioni ambientali e di pubblicare una dichiarazione ambientale. La registrazione EMAS, secondo il Regolamento (CE) n° 1221/2009, rappresenta un traguardo tra i più ambiti e selettivi per quanto concerne la gestione ambientale di un sito produttivo. La centrale, già dotata di un sistema certificato di gestione ambientale UNI EN ISO 14001:2004, ha ottenuto la registrazione EMAS con numero **IT-001644** e la convalida della Dichiarazione Ambientale (ultimo agg. 2014).

Capitolo 3

FABBISOGNO TERMICO DELL'AREA DI STUDIO

3.0 Introduzione

Nel seguito sono riportati i dati relativi ai comuni di Grugliasco, Moncalieri, Nichelino e Torino, necessari all'implementazione del bilancio ambientale.

Con riferimento all'introduzione, la finalità dell'elaborato è porre a confronto, in termini ambientali, economici e di ricaduta al suolo degli inquinanti, il bilancio tra apporti (fumi emessi da camino da impianti di cogenerazione) e sostituzioni (a seguito dell'immissione del calore nella rete di teleriscaldamento e collegamento di questa a diversi Comuni).

Nello specifico si è tenuto conto delle effettive richieste termiche delle utenze da allacciare alla rete di teleriscaldamento. Si sono adottati dieci scenari di riferimento nel caso di produzione combinata di Elettricità e di Calore erogato in reti potenziali di Teleriscaldamento a partire dal ciclo termico delle centrali cogenerative:

- **I Scenario:** utenze collegate al teleriscaldamento nell'anno 2014;
- **II Scenario:** utenze collegate al teleriscaldamento nell'anno 2015;

- **III Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2016;
- **IV Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2017;
- **V Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2018;
- **VI Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2019;
- **VII Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2020;
- **VIII Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2021;
- **XI Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2022;
- **X Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2023.

I parametri fondamentali che, a tal fine, faranno da discriminante, possono essere così riassunti:

- a) Potenzialità cogenerativa delle centrali (cfr. Capitolo 2);
- b) Fabbisogno termico dell'utenza;
- c) Volumetrie allacciate.

In prima battuta si effettua l'analisi dei dati a disposizione dei Comuni interessati all'ampliamento del teleriscaldamento, per poi ricostruire gli scenari di sviluppo.

3.1 Analisi urbanistica dei Comuni di interesse

Si andranno di seguito a descrivere e analizzare i Comuni interessati nel progetto di potenziamento della rete di teleriscaldamento.

Dopo aver definito la metodologia di analisi, si passerà alla caratterizzazione demografica, energetica e territoriale dei diversi comuni.

3.1.0 Metodologia adottata

Per i comuni appartenenti agli scenari, si è intrapresa una attenta analisi urbanistica così strutturata:

- Inquadramento demografico [da bibliografia];
- Bilancio energetico comunale e analisi del combustibile alimentante le caldaie domestiche [da bibliografia];
- Analisi territoriale delle caldaie sostituite con il teleriscaldamento (anno 2014) [da fonti ufficiali IREN];

Qualora disponibili, si è fatto riferimento a documenti ufficiali e resi pubblici mediante siti internet istituzionali.

Per imprimere all'analisi urbanistica un carattere quantitativo realistico, sono stati consultati alcuni documenti che vengono di seguito citati:

- ***Patto dei Sindaci***
- ***PAES: Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile***
- ***PSTLRTO: Piano di Sviluppo del TeLeRiscaldamento di Torino***
- ***Turin Action Plan Energy***

I dati demografici e relativi al bilancio termico fanno riferimento a elaborati tecnici comunali e provinciali con ultimo aggiornamento al 2008-2009. I riferimenti energetici comunali, invece, fanno capo ad analisi effettuate dal 2000 al 2008/2009.

3.1.1 Comune di Grugliasco



Grugliasco è un comune di 37.870 abitanti della provincia di Torino.

Il comune di Grugliasco ha una superficie territoriale di 1.312 ettari ed è situato nell'area ovest di Torino. Nel contesto metropolitano le aree urbanizzate di Grugliasco, Collegno e Rivoli costituiscono nell'area ovest un'unica conurbazione, attraverso la quale si snodano le principali vie di accesso in Torino dalla valle di Susa e da tutta l'area ovest. L'area, interessata anche dalla tangenziale, ha una forte connotazione industriale e infrastrutturale: gli interventi del Centro Agro Alimentare Torinese e del Centro Intermodale Merci, con lo scalo merci di Orbassano, si saldano alla periferia torinese.

Coordinate	45°4'8"N 7°34'43"E 45.06889°N 7.57861°E
Altitudine	293 m s.l.m.
Superficie	13,12 km ²
Abitanti	37 870 ^[1] (31-12-2010)
Densità	2 886,43 ab./km ²
Frazioni	Certezza, Gerbido, Lesna, Mandina, Mulino, San Vincenzo
Comuni confinanti	Collegno, Rivoli, Torino

Tabella 3.1 - Informazioni d'inquadramento di Grugliasco – Fonte: google.it



Figura 3.1 - Localizzazione Comune di Grugliasco su territorio provinciale – Fonte: wikipedia\map

3.1.1.1 Inquadramento demografico

Dall'analisi si osserva un trend di riduzione della popolazione residente nel Comune di Grugliasco, dal 2000 al 2009. Questa riduzione, pari al 4% circa, è in controtendenza rispetto a ciò che avviene più in generale per la Provincia di Torino, nella quale la popolazione cresce del 3,7%.

Se si prende in considerazione anche il numero di famiglie residenti si nota come questo valore cresca del 7% circa dal 2003 al 2009; il numero medio di componenti per famiglia si riduce viceversa da 2,53 a 2,31 nello stesso intervallo di tempo, proprio a causa della parallela diminuzione della popolazione residente.

3.1.1.2 Bilancio energetico comunale

L'analisi è basata su trend dei consumi energetici per vettore in relazione ai differenti settori d'attività, dal 2000 al 2009.

Emerge chiaramente una tendenza alla riduzione dei consumi elettrici, pari al 12,8% nel periodo considerato, determinata soprattutto dal forte decremento nel settore industriale (-39%). Il settore pubblico ed i settori terziario e residenziale, viceversa, hanno registrato una crescita dei loro consumi di questo vettore; questo fenomeno è stato particolarmente visibile per il terziario. Al 2009, il settore industriale rappresentava il 41,7% dei consumi totali di energia elettrica, seguito dal settore terziario (33,5%) e da quello residenziale (20,4%). Dal 2004 anche per il settore dei trasporti si è cominciato ad osservare un utilizzo di questo vettore.

È stato messo in evidenza un andamento di forte riduzione dei consumi anche per il gas naturale (-37,8%), soprattutto nel settore industriale (-45% dal 2000 al 2009), nel settore residenziale (-32,7% nello stesso intervallo di tempo) e negli edifici pubblici (-79%). Nel 2009, il settore industriale rappresentava il 47,6% dei consumi totali, seguito dal settore residenziale (37,2%) e da quello terziario (14,3%). Nel settore residenziale il consumo di gas naturale è aumentato fino al 2004, per poi ridursi notevolmente dal 2005 al 2009. La riduzione dei consumi di questo vettore è strettamente imputabile all'incremento del consumo di calore, evidente per gli edifici pubblici dal 2006 al 2009.

In relazione ai consumi di calore si osserva un andamento di crescita (si passa dagli 1,1 GWh consumati nel 2001 agli 81,3 GWh consumati nel 2009). Nel 2009, il settore

residenziale rappresentava l'80,8% dei consumi totali di calore, seguito dal settore pubblico, relativamente agli edifici comunali (12,6%) e dal settore terziario (6,6%).

Il vettore gpl fa registrare un andamento sinusoidale, con una forte oscillazione dei consumi ed un loro incremento pari al 15,7% dal 2000 al 2009. Il settore d'attività che consuma la quota maggiore di gpl è quello dei trasporti privati e commerciali, che, al 2009, rappresentava l'87,2% dei consumi totali, seguito dal settore residenziale (10,8%) e da quello terziario (2%).

Tutti i settori presentano un incremento dei loro consumi nell'arco di tempo considerato: questo fenomeno si osserva in particolar modo per il terziario e per il settore residenziale, che arriva nel 2009 a triplicare il valore del 2000.

Si evidenzia il trend altalenante dei consumi di olio combustibile, con un picco massimo nel 2002, con circa 31,8 GWh consumati, ed un minimo nel 2000, con 9,2 GWh consumati. Se si confronta il primo e l'ultimo anno della serie si nota un incremento dei consumi di questo vettore dell'81,4%. Il settore d'attività che consuma la quota maggiore di olio combustibile è quello industriale, che, al 2009, rappresentava il 97,8% dei consumi totali, seguito dal settore residenziale (2,2%).

L'andamento del vettore gasolio è rappresentato da un trend di riduzione dei consumi, pari al 14,5% dal 2000 al 2009. Questo andamento è determinato prevalentemente dal forte decremento dei consumi nel settore dei trasporti, ma è influenzato anche dal calo che si registra nel terziario e nel settore residenziale, in entrambi i casi prossimo all'85% nell'arco di tempo considerato. Il settore d'attività che consuma la quota maggiore di gasolio è proprio quello dei trasporti, che, al 2009, rappresentava circa il 97,2% dei consumi totali, seguito dal settore agricolo (1,6%) e dal settore residenziale (1%).

Nel settore dei trasporti si riduce anche il consumo di benzina durante tutto l'arco della serie storica (-39,5%). Si è passati dai 148 GWh consumati nel 2000 ai circa 90 GWh del 2009. Il decremento è caratterizzato da una certa linearità.

La residenza

Il settore residenziale rappresenta circa il 28,8% dei consumi energetici complessivi a livello comunale. I consumi del settore nel 2009 si sono assestati attorno ai 248 GWh e rispetto al 2000 hanno fatto registrare una riduzione pari al 2,4%.

In questo settore, il combustibile maggiormente utilizzato è il gas naturale che, nel 2009, ha rappresentato circa metà dei consumi del settore (56,3%). Decisamente consistente risulta essere anche il consumo di calore, pari al 26,5% dei consumi complessivi e di energia elettrica, 15,4%, il quale risulta in leggero incremento rispetto al 2000, quando rappresentava il 14,4% dei consumi totali. Il consumo di gpl, di biomassa e di olio combustibile rappresenta congiuntamente l'1,3% dei consumi complessivi nel 2009, con un incremento del primo e del secondo vettore nella serie storica ed una forte riduzione del terzo. Rispetto al 2000 è evidente la progressiva riduzione dei consumi di gasolio per riscaldamento, per la maggior parte sostituiti con gas naturale e con calore.

Il terziario

Il settore terziario, prevalentemente di tipo commerciale, nel 2009 ha fatto registrare un consumo complessivo pari a 122 GWh, il 17,3% in più rispetto al 2000.

Il combustibile maggiormente utilizzato nel 2009 è l'energia elettrica con una quota pari al 51,2% dei consumi totali nel settore (+37,6% rispetto al 2000). Anche il gas naturale rappresenta una quota consistente attestandosi al 44% dei consumi complessivi, in calo rispetto al 2000, quando ne rappresentava il 55,1%. Rilevante il contributo del calore che nel 2009 ha rappresentato il 4,4% del totale. Il gpl, il gasolio ed il solare termico, viceversa, risultano piuttosto marginali, rappresentando complessivamente solo lo 0,5% dei consumi. Anche in questo caso, rispetto al 2000 è evidente la progressiva riduzione dei consumi di gasolio per riscaldamento, per la maggior parte sostituiti con gas naturale e calore.

Il settore pubblico

I consumi del settore pubblico si riferiscono sia alla rete comunale dell'illuminazione pubblica, sia al parco edilizio di proprietà del Comune, sia al parco veicolare di

proprietà comunale. Si nota un incremento dei consumi per l'illuminazione pubblica pari al 15% tra il 2000 ed il 2009. In termini assoluti questa crescita corrisponde a circa 500 MWh. Anche i consumi elettrici e termici degli edifici pubblici hanno registrato una crescita pari al 9,9%; tuttavia, a differenza del vettore energia elettrica il cui utilizzo è cresciuto del 44%, il gas naturale ha diminuito il suo contributo del 79% dal 2000 al 2009, a causa del crescente utilizzo di calore, distribuito attraverso la rete del teleriscaldamento.

Complessivamente, il settore pubblico, che nel 2009 ha consumato circa 18,9 GWh, ha incrementato i propri consumi di circa l'11% nell'arco della serie storica.

L'industria

Il settore industriale ha consumato nel 2009 circa 273 GWh, il 41% in meno rispetto al 2000. La riduzione dei consumi in questo settore è stata determinata principalmente da una contrazione nell'utilizzo del gas naturale (-45% dal 2000 al 2009) e secondariamente da una diminuzione quasi altrettanto accentuata del consumo di energia elettrica (-39%). L'uso di olio combustibile, a differenza degli altri due vettori, è incrementato dell'88% nell'arco della serie storica.

Il combustibile maggiormente utilizzato nel 2009 è il gas naturale con una quota pari al 65,5% dei consumi totali. Anche l'energia elettrica rappresenta una quota consistente attestandosi al 28,6% dei consumi complessivi, stabile rispetto al 2000, quando invece ne rappresentava il 27,6%. Il terzo vettore per fonte di approvvigionamento energetico è l'olio combustibile, con una quota percentuale pari circa al 6%.

L'agricoltura

Il settore agricolo nel suo complesso contribuisce ai consumi comunali in maniera estremamente marginale, con circa 2,6 GWh nel 2009. Il settore rappresenta appena lo 0,3% dei consumi complessivi a livello comunale. Circa il 59% dei consumi, nel 2009, è attribuibile al gasolio, il 34% al gas naturale e la restante quota pari al 7% all'energia elettrica. Il rapporto tra utilizzi termici ed elettrici è leggermente aumentato tra il 2000 ed il 2009; si è registrato infatti un decremento nell'uso dell'energia elettrica e un equivalente aumento dell'uso di gasolio.

Sono di seguito riassunti tutti i dati relativi al bilancio energetico locale del comune di Grugliasco: nella prima tabella (cfr. Tabella 3.9) si considerano tutte le materie prime energetiche considerando l'attuale sistema di Teleriscaldamento mentre nella seconda tabella (cfr. Tabella 3.10) non si considera il teleriscaldamento.

Proprio quest'ultima ci permette l'estrapolazione delle quantità relative di combustibili o fonti rinnovabili usate per produrre calore.

Consumi termici in GWh - Grugliasco 2009										
	Residenziale		Terziario		Pubblico		Industria		TOT	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Metano	139,624	66,64%	53,729	90,23%	2,532	19,76%	177,450	91,55%	373,335	78,48%
Calore	65,720	31,36%	5,319	8,93%	10,280	80,24%	0,000	0,00%	81,319	17,09%
Gasolio	0,992	0,48%	0,183	0,31%	0,000	0,00%	16,380	8,45%	17,555	3,69%
GPL	1,364	0,65%	0,256	0,43%	0,000	0,00%	0,000	0,00%	1,620	0,34%
Solare termico	0,347	0,17%	0,061	0,10%	0,000	0,00%	0,000	0,00%	0,408	0,09%
Biomasse	1,488	0,71%	0,000	0,00%	0,000	0,00%	0,000	0,00%	1,488	0,31%
Totale	209.535		59.55		12.812		193.830		475,725	

Tabella 3. 2 - Consumi termici complessivi – Fonte dati: PAES Grugliasco

Consumi termici escludendo il TLR in GWh - Grugliasco 2009						
	Residenziale	Terziario	Pubblico	Industria	TOT	
	%	%	%	%	GWh	%
Gas naturale	97,09%	99,08%	100,00%	91,55%	373,335	94,66%
Gasolio	0,69%	0,34%	0,00%	8,45%	17,555	4,45%
GPL	0,95%	0,47%	0,00%	0,00%	1,620	0,41%
Solare termico	0,24%	0,11%	0,00%	0,00%	0,408	0,10%
Biomasse	1,03%	0,00%	0,00%	0,00%	1,488	0,38%
Totale	143,815	54,23	2,53	193,83	394,406	

Tabella 3. 3 - Consumi termici escludendo il TLR – Fonte dati: PAES Grugliasco

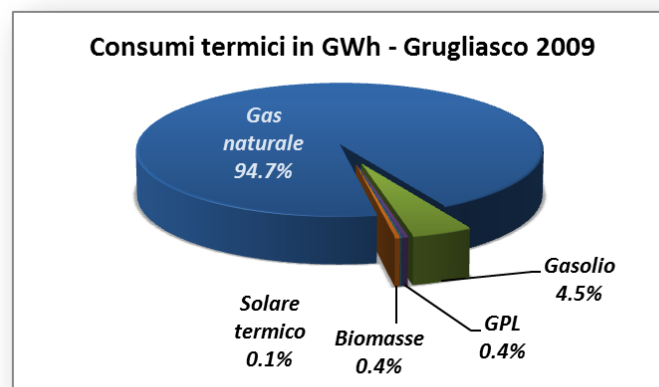
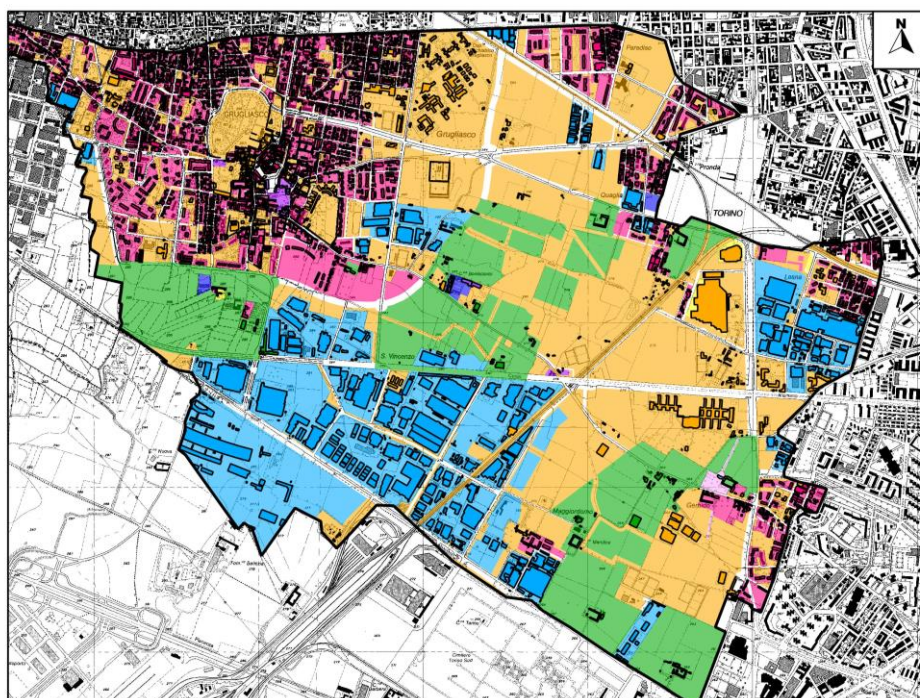


Figura 3.2 - Consumi termici – correlato alla Tabella 3.10

3.1.1.3 Destinazione d'uso del suolo ed edifici



Legenda

Limiti Comunali Grugliasco



Mosaicatura Grugliasco

- Area agricola
- Area di pregio ambientale-documentario
- Area per attività produttiva
- Area per attività terziarie
- Area per servizi e impianti
- Area polifunzionale
- Area residenziale
- Area turistico-ricettiva

Figura 3.3 - Mosaicatura Comune di Grugliasco

Fonte: Regione Piemonte

Scala 1:35.000

Se si osserva la distribuzione del numero di edifici per periodo di costruzione si nota come circa il 14% sia riconducibile al periodo precedente al 1946, mentre la quota maggiore di edifici (63%) è stata realizzata tra il 1946 ed il 1971, nel periodo del boom edilizio.

Negli anni settanta e ottanta è stato costruito il 19% del patrimonio edilizio registrato nel 2001 dall'ISTAT, mentre solo il 4% è riconducibile al periodo successivo al 1991. Questi dati mettono in evidenza come il tessuto edificato del Comune di Grugliasco denoti una certa "anzianità", che allo stesso tempo può essere tradotta in un grande potenziale di riqualificazione urbanistica ed energetica.

Analizzando il tessuto abitativo, si registra, nel 2001, un numero di edifici pari a 2070 ed un relativo numero di alloggi pari a 15.429. Il rapporto alloggi per edificio ha un valore prossimo a 7, il che mette in evidenza un tessuto sicuramente caratterizzato da edifici condominiali, di medie/grandi dimensioni. Il numero di alloggi tra il 2001 (dato ISTAT) ed il 2009 (stima) cresce del 7,1%, probabilmente a causa del duplice fenomeno, di segno opposto, di riduzione della popolazione e di riduzione del numero medio di componenti per famiglia, con una conseguente crescita del numero di famiglie.

3.1.2 Comune di Nichelino

La Città di Nichelino, situata alle porte meridionali di Torino, è separato a nord dal capoluogo piemontese (quartiere Mirafiori Sud) grazie al percorso del torrente Sangone. La superficie del Comune è di circa 20,64 km² con costituzione geologica uniforme, di natura alluvionale. Nichelino infatti, si trova in un territorio totalmente pianeggiante, in prossimità delle confluenze dei torrenti Chisola e Sangone nel fiume Po, presso la vicina Moncalieri, a est del comune. A ovest invece, confina con frazione Borgaretto di Beinasco, attraverso la prestigiosa Palazzina di caccia di Stupinigi, mentre a sud confina con frazione Garino di Vinovo.

Coordinate	45°00'N 7°39'E
Altitudine	229 m s.l.m.
Superficie	20,56 km ²
Abitanti	48.121 (30-11-2014)
Densità	2.340,52 ab./km ²
Comuni confinanti	Beinasco, Candiolo, Moncalieri, , Orbassano, Torino, Vinovo

Tabella 3. 4 - Informazioni d'inquadramento di Torino – Fonte: google.it



Figura 3. 4 - Localizzazione Comune di Torino su territorio provinciale – Fonte: wikipedia\map

3.1.2.1 Inquadramento demografico

La popolazione residente nella città di Nichelino, al 2009 era pari a 48.982 unità, valore superiore del 2,2% circa rispetto a quello registrato nel 2000. L'evoluzione demografica comunale non ha risentito di quella provinciale, per la quale si è assistito ad un aumento della popolazione di poco superiore al 6%.

3.1.2.2 Bilancio energetico comunale e analisi del combustibile alimentante le caldaie domestiche

Residenziale

Il settore residenziale, assorbe il 38% circa dei consumi energetici complessivi comunali. I consumi del settore nel 2008 si sono assestati attorno a 290 GWh e rispetto al 2000 hanno fatto registrare un calo complessivo pari a al 5%.

Il combustibile maggiormente utilizzato è il gas naturale che, nel 2008, ha assorbito il 79,3% dei consumi del settore. L'energia elettrica assorbe il 16% circa, mentre tutte le altre fonti sono al di sotto del 2%. Rispetto al 2000 la cosa più evidente che si registra è la progressiva riduzione dei consumi di gasolio per riscaldamento, per la maggior parte sostituiti con gas naturale. Marginali risultano i contributi dell'olio combustibile e del solare termico sebbene quest'ultimo abbia quasi decuplicato il proprio contributo nel settore residenziale. Non trascurabile risulta essere l'uso di biomassa di origine legnosa.

Il terziario

Il settore terziario, prevalentemente di tipo commerciale, nel 2008 ha fatto registrare un consumo complessivo pari a 63,6 GWh, il 6% in più rispetto al 2000. Il vettore energetico maggiormente utilizzato è il gas naturale che, nel 2008, ha assorbito il 51,5% dei consumi del settore. L'energia elettrica assorbe il 47% circa mentre il GPL l'1% circa. Anche in questo caso, rispetto al 2000 la cosa più evidente che si registra è sia la progressiva riduzione dei consumi di gasolio per riscaldamento, per la maggior parte sostituiti con gas naturale e il forte incremento che hanno subito i consumi di

energia elettrica che sono cresciuti di oltre il 34%. Marginali risultano i contributi del solare termico.

Il settore pubblico

Il settore pubblico assorbe l'1,77% dei consumi complessivi del comune (il 2,07% senza considerare i consumi dell'industria). I fabbisogni termici ed elettrici degli edifici pubblici assorbono quasi l'80% dei consumi del settore, l'illuminazione pubblica il 19% circa mentre i carburanti per la flotta comunale poco più dell'1%. Rispetto al 2000 si è osservato un leggero incremento complessivo pari a poco più del 3%.

I trasporti

I trasporti privati e commerciali hanno assorbito nel 2008 oltre 285 GWh, il 21,5% in meno rispetto al 2000. Il gasolio è il carburante maggiormente utilizzato con una quota pari a oltre il 53%. La benzina assorbe il 43% mentre il GPL si assesta attorno a poco meno del 4%. La cosa più evidente che appare analizzando le dinamiche del settore è che nell'intervallo temporale in esame si è assistito ad una netta diminuzione dei consumi di benzina ed una maggior tenuta di quelli di gasolio.

3.1.2.3 Destinazione d'uso del suolo e parco abitativo

Andando ad analizzare il parco delle abitazioni presenti sul territorio comunale, da quanto emerge dal censimento ISTAT della popolazione e delle abitazioni del 2001, si contavano 18.759 abitazioni di cui 18.410 occupate da persone residenti. Di queste ultime sono 18.386 quelle dotate di impianto di riscaldamento. Al 2008 si sono stimate 19.691 abitazioni in funzione dell'incremento del numero di famiglie tra il 2001 e il 2008. Il 25% circa delle abitazioni è all'interno di edifici costruiti prima del 1919. Il 46% degli edifici è stato realizzato tra il 1920 e il 1961 mentre la restante quota, pari al 29% dal 1962 ai giorni nostri. Il 55% delle abitazioni è all'interno di edifici costituiti da 3 piani e il 30% in edifici di 2 piani. Il 15% delle abitazioni è all'interno di edifici costituiti da 4 o più piano mentre solo il 3% è all'interno di edifici da un solo piano. Gli edifici più diffusi all'interno del territorio di Nichelino sono quelli realizzati prima del 1919.

3.1.3 Comune di Moncalieri

Moncalieri è un comune italiano di 57.120 abitanti della città metropolitana di Torino, in Piemonte. È il primo comune della città metropolitana per popolazione dopo Torino, nonché il quinto del Piemonte per numero di residenti, superando in questa graduatoria alcuni capoluoghi di provincia della regione. Fa parte della prima cintura urbana dell'area metropolitana torinese ed è conosciuta anche con l'appellativo di "*città del Proclama*" dal nome del celebre Proclama di Moncalieri, importante episodio del Risorgimento italiano.

Il territorio di Moncalieri ricalca per certi aspetti quello del capoluogo Torino. Infatti, come esso si estende in parte in collina e in parte in pianura ed è attraversato dal Po nelle zone centrali della città. L'abitato consta di tre corsi d'acqua principali, oltre al maggior fiume italiano, anche il torrente Sangone e il torrente Chisola, nonché numerosi altri rii minori che scendono dalle vicine colline. Il punto più alto della città lambisce il faro della Vittoria, posto nel Parco della Rimembranza sul colle della Maddalena. Questo si trova nel territorio del comune di Torino ad un'altezza di 716 m s.l.m.

Coordinate	45°00'N 7°41'E
Altitudine	260 m (min 217 m – max 715 m) s.l.m.
Superficie	47,53 km ²
Abitanti	57.120 (30-09-2015)
Densità	1.201,77 ab./km ²
Comuni confinanti	Cambiano, Carignano, La Loggia, Nichelino, Pecetto Torinese, Torino, Trofarello, Villastellone, Vinovo

Tabella 3. 5 - Informazioni d'inquadramento di Moncalieri – Fonte: google.it



Figura 3. 5 - Localizzazione Comune di Moncalieri su territorio provinciale – Fonte: wikipedia\map

3.1.3.1. Inquadramento demografico

La popolazione residente nella città di Moncalieri, dal 1936 al 1981 è più che triplicata, per poi scendere leggermente nei decenni successivi.

Per il Comune di Moncalieri non è disponibile il bilancio energetico.

3.1.4 Comune di Torino



La Città di Torino, situata nella parte occidentale della Pianura Padana, si estende su una superficie di circa 130 Km², prevalentemente pianeggiante.

Circondata dalla corona delle Alpi e dalle colline; attraversata da 4 fiumi (Po, Dora Riparia, Stura e Sangone), Torino possiede un patrimonio ambientale che poche metropoli al mondo possono vantare e uno dei più alti standard urbanistici di superficie verde per abitante: oltre 18.000.000 di m² di aree verdi, in ulteriore, continua espansione; oltre 60.000 alberi lungo 300 km di strade alberate e altri 100.000 esemplari in boschi collinari, parchi e giardini storici.

Coordinate	45°4'0"N 7°42'0"E 45.06667°N 7.7°E
Altitudine	239 m s.l.m.
Superficie	130,34 km ²
Abitanti	906 057 ^[1] (30-11-2011)
Densità	6 951,49 ab./km ²
Comuni confinanti	Baldissero Torinese, Beinasco, Borgaro Torinese, Collegno, Grugliasco, Moncalieri, Nichelino, Orbassano, Pecetto Torinese, Pino Torinese, Rivoli, San Mauro Torinese, Settimo Torinese, Venaria Reale

Tabella 3. 6 - Informazioni d'inquadramento di Torino – Fonte: google.it



Figura 3. 6 - Localizzazione Comune di Torino su territorio provinciale – Fonte: wikipedia\map

Da sempre identificata come la capitale dell'industria automobilistica, Torino è stata protagonista, nell'ultimo trentennio, di un importante processo di trasformazione, dal punto di vista economico, urbanistico e culturale. Il decentramento produttivo in altre parti del paese, iniziato a partire dalla metà degli anni '70, ha creato imponenti vuoti urbani caratterizzati dal progressivo degrado che ha interessato, in particolar modo, le aree poste lungo l'asta ferroviaria che attraversa la Città da nord a sud in posizione quasi baricentrica, dove, a partire dall'inizio del Novecento, erano stati localizzati i maggiori stabilimenti industriali, via via inglobati dall'espansione urbano-residenziale. Il rinnovo urbano, avviato negli anni '90, ha coinvolto profondamente il sistema infrastrutturale, il trasporto ferroviario, la viabilità principale, la riconversione dei grandi bacini industriali abbandonati, le periferie e i quartieri operai con un significativo coinvolgimento degli abitanti.

Le Olimpiadi Invernali tenutesi a Torino nel 2006 hanno lasciato un'eredità che non riguarda soltanto aspetti materiali, come le grandi infrastrutture sportive, il recupero e la riqualificazione del ricco patrimonio culturale e storico che Torino possiede, ma anche altri aspetti altrettanto importanti come la visibilità sulla scena internazionale di città con una vocazione turistica e in grado di ospitare grandi eventi internazionali.

3.1.4.1. Inquadramento demografico

La popolazione residente nella città di Torino, al 1991 pari a 979.839 abitanti, è scesa nel corso dei successivi anni raggiungendo il minimo storico nel 2002 (896.818 residenti), a vantaggio dei Comuni dell'area metropolitana, progressivamente cresciuti in popolazione. Nel 2005 Torino ha registrato 900.748 residenti; negli anni successivi si è assistito a un lieve incremento della popolazione, dovuto essenzialmente all'aumento del numero di stranieri. Al 31 dicembre 2009 il numero totale dei residenti a Torino è pari a 910.504 di cui 124.200 stranieri.

3.1.4.2. Bilancio energetico comunale e analisi del combustibile alimentante le caldaie domestiche

Avendo a disposizione quantità considerevoli di dati relativi al bilancio energetico del comune di Torino, si è intrapreso uno studio di massima quanto più omogeneo a quello svolto nei comuni illustrati in precedenza.

L'analisi è stata svolta in parallelo sia sui Vettori energetici (gas naturale, GPL, Biomasse,...) sia per settore urbano di destinazione (residenziale, Terziario, Industria,...).

Le tabelle riassuntive sono nella pagina seguente.

Consumi termici in GWh - Torino										
	Residenziale		Terziario		Pubblico		Industria		Trasporti	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Gas naturale	5554,52	95%	1012,7	84%	173,9	93%	2951	92%	6,482	0%
TLR	1000,104	-	97,547	-	126,05	-	0	0%	-	0%
Benzina	0	0%			0	0%	0	0%	1506,432	60%
Gasolio	292,3432	5%	108,5	9%	13,089	7%	256,6	8%	965,566	38%
GPL	0	0%	84,388	7%	0	0%	0	0%	48,418	2%
Solare termico	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Biomasse	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	5846,863		1205,5		186,99		3208		2526,898	

Tabella 3. 7 - Consumi termici in GWh per Torino – Fonte: Patto dei Sindaci

Dall'elaborazione dei dati messi a disposizione della Regione Piemonte e dalla Provincia, inerenti il bilancio energetico, è stata estrapolata la seguente tabella che riassume, per ogni vettore energetico, l'energia impiegata a fine termico.

Consumi termici medi in GWh - Torino		
	GWh	%
Gas naturale	9.692	92,77%
Gasolio	671	8,47%
GPL	84	1,50%
Solare termico	0,000	0,00%
Biomasse	0,000	0,00%
TOT	10.447	100%

Tabella 3. 8 - Consumi termici medi in GWh per Torino – Fonte: Patto dei Sindaci

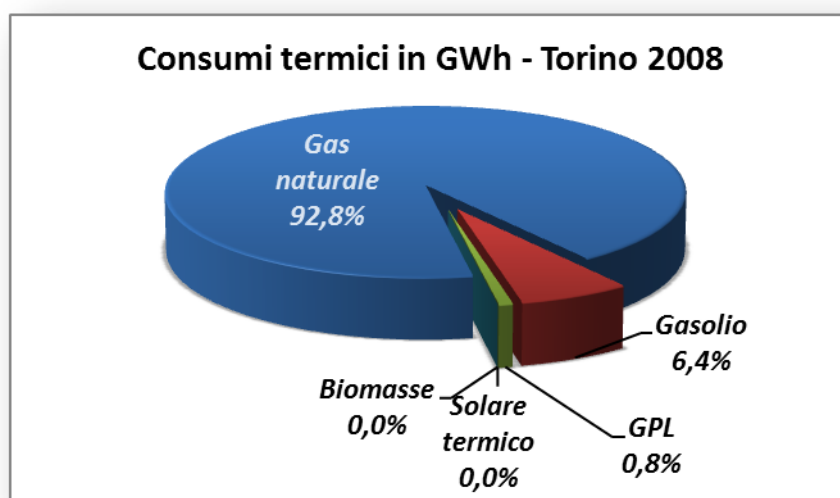


Figura 3. 7 - Consumi termici medi per Torino – Rif. Tabella 3.14

3.1.4.3. Destinazione d'uso del suolo e zone di Torino teleriscaldabili

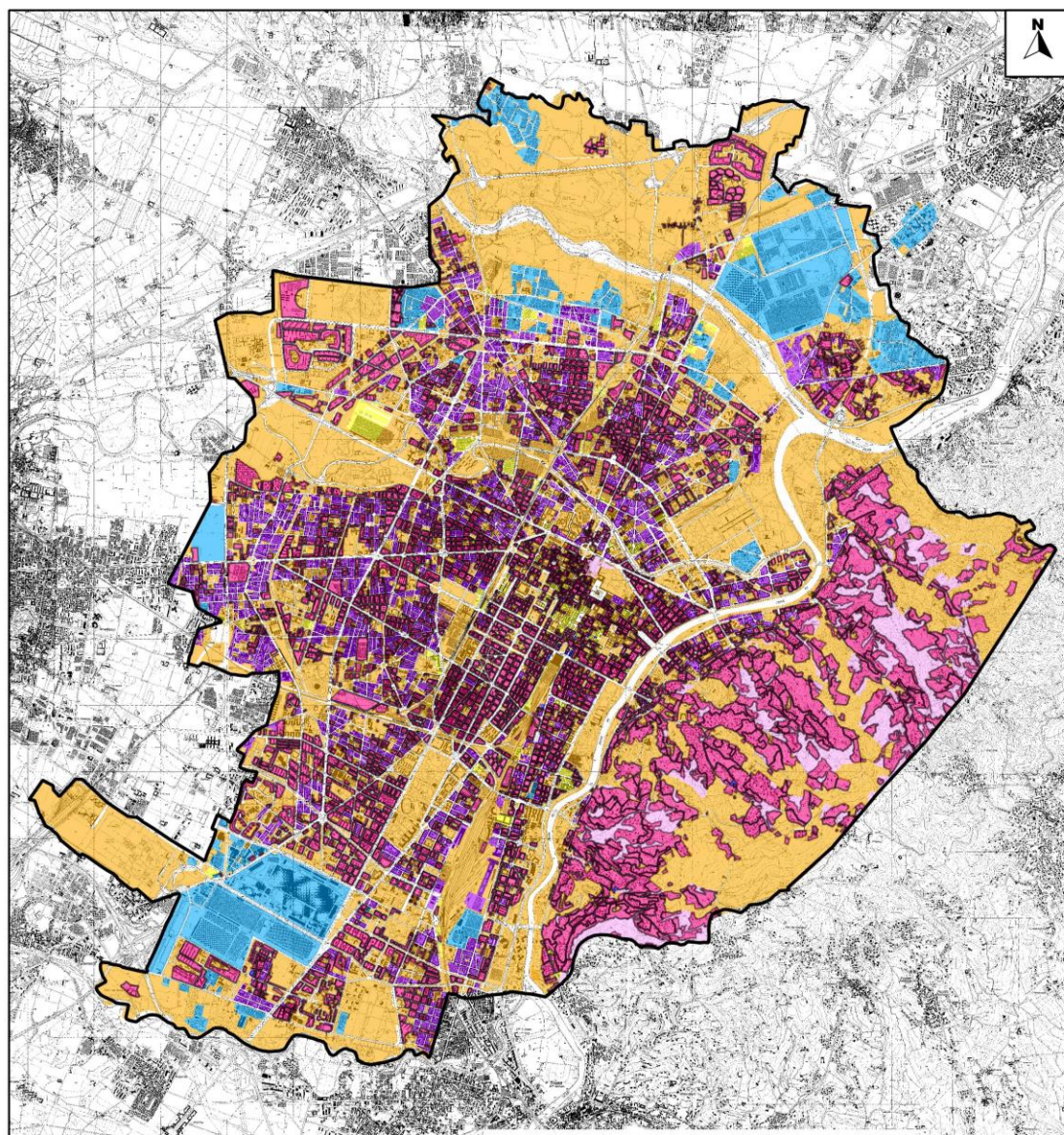


Figura 3. 8 - Mosaicatura del Comune di Torino

Fonte: Regione Piemonte

Scala 1:100.000

Legenda

Limiti Comunali Torino



Mosaicatura Torino

-  Aree a servizi/impianti
-  Aree di pregio naturale
-  Aree polifunzionali
-  Aree produttive
-  Aree residenziali
-  Aree terziarie
-  Aree turistico-ricettive

3.2 Analisi delle aree teleriscaldate

Avendo precedentemente inquadrato i Comuni interessati all'ampliamento del Teleriscaldamento, si descriverà ora la metodologia per definire le utenze servite dal teleriscaldamento.

L'obiettivo è duplice:

- Da un lato si vuole definire le caratteristiche delle caldaie domestiche da sostituire con il TLR, perché da queste dipenderà l'inquinamento emesso;
- Dall'altro lato si vuole geo-localizzare le caldaie domestiche da sostituire con il TLR.

3.2.1 Definizione delle caratteristiche relative alle utenze servite dal TLR

I dati e le informazioni di seguito riportate sono state fornite da IREN e rielaborate.

Il primo passo è stato individuare le utenze appartenenti allo "Scenario zero" rappresentativo della situazione reale esistente all'inizio del 2014.

Essenzialmente per ogni singola caldaia domestica si sono utilizzate le seguenti informazioni:

- *Identificativo dell'utenza SST*: composto dal n° del NODO di riferimento nella rete di TLR e il numero della singola utenza (es: 001-020);
- *Indirizzo dell'utenza*;
- *Codifica della Zona del servizio*: Grugliasco – Mirafiori Nord – Moncalieri – Nichelino – Torino Centro – Torino Nord – Torino Sud – Vallette;
- *Destinazione d'uso di dettaglio*: Ambulatorio – Carcere - Condominio - Grande utenza – Municipale – Bagni pubblici – Casa di riposo – Asilo nido – Piscina – Scuole – Ospedali – Privato;

- *Volumetria dell'utenza*: espressa in m³ esprime la volumetria netta teleriscaldata;
- *Potenza specifica / calcolata*: Potenza delle caldaie installate presso le utenze sostituite dal teleriscaldamento, espressa in kW;
- *Anno di costruzione della caldaia*: 1980 – 2014;
- *Codifica della fonte dell'acqua riscaldata*: Gruppo di misura – Gruppo di misura e regolazione - Sottostazione – Sottostazione solo acqua sanitaria – Sottostazione usi promiscui – Valvole di radice;
- *Codifica della fornitura*: esprime la durata del servizio (Acqua sanitaria – Riscaldamento e sanitario – Riscaldamento 7 mesi – Riscaldamento 12 mesi – Usi globali);
- *Coordinate XY*: SR WGS 84.

Dall'analisi delle tipologie di forniture abbiamo identificato essenzialmente due categorie:

- Caldaie alimentate per 7 mesi (uso esclusivo riscaldamento);
- Caldaie alimentate per 12 mesi (uso sanitario + riscaldamento).

COMUNE	Volumetria connessa al TLR per 7 mesi [m ³]	Volumetria connessa al TLR per 12 mesi [m ³]	Volumetria Teleriscaldata TOTALE [m ³]
GRUGLIASCO	4.000	11.949	15.949
MIRAFIORI NORD	868.952	1.314.788	2.183.740
MONCALIERI	1.477.664	130.778	1.608.442
NICHELINO	1.313.142	46.634	1.359.776
TORINO NORD	4.238.898	721.985	4.960.883
TORINO CENTRO	13.076.424	3.805.818	16.882.242
TORINO SUD	17.810.324	8.763.358	26.573.682
VALLETTE	1.469.809	1.534.728	3.004.537
VUOTE	0	0	0
TOTALE	40.259.213	16.330.038	56.589.251

Tabella 3. 9 – Volumetria connessa al TLR – “Scenario zero” – inizio 2014.

Appare evidente che la maggioranza delle utenze si serve del teleriscaldamento durante il periodo invernale al fine di riscaldamento.

Inoltre, per ogni categoria di fornitura, si è considerato l'anno di fabbricazione delle caldaie domestiche. La logica seguita si fonda sul principio che, in base all'anno di immatricolazione delle caldaie domestiche, queste saranno alimentate da diverso combustibile.

Anno di fabbricazione	Potenza termica fornita per 7 mesi		Potenza termica fornita per 12 mesi [kW]	
	[kW]	[%]	[kW]	[%]
1980-1989	45.440	4%	51.588	10%
1990-1999	462.342	39%	206.116	39%
2000-2009	362.588	30%	184.293	35%
2010-2014	319.467	27%	80.262	16%

Tabella 3. 10 – Ripartizione caldaie domestiche sostituite con TLR per anno di fabbricazione. "scenario zero" – inizio 2014.

Così come confermato dall'analisi del bilancio energetico comunale, la maggior parte degli edifici collegati al Teleriscaldamento è stata costruita negli anni '90.

Da analisi bibliografica, si è constatato che i combustibili principalmente presenti su territorio provinciale, utilizzati per il riscaldamento domestico, sono il Gasolio e il Gas naturale. Allora, il trend evolutivo del combustibile alimentante le caldaie assume un andamento come riporta il grafico di Figura 3.xx.

Come possiamo vedere, essendo il Gas naturale un combustibile a minor impatto ambientale, esso si è sostituito gradualmente al Gasolio.

	Gasolio	Metano
1980-89	50%	50%
1990-99	25%	75%
2000-09	15%	85%
2010-oggi	5%	95%

Tabella 3. 11 – Ripartizione caldaie sostituite con TLR per combustibile

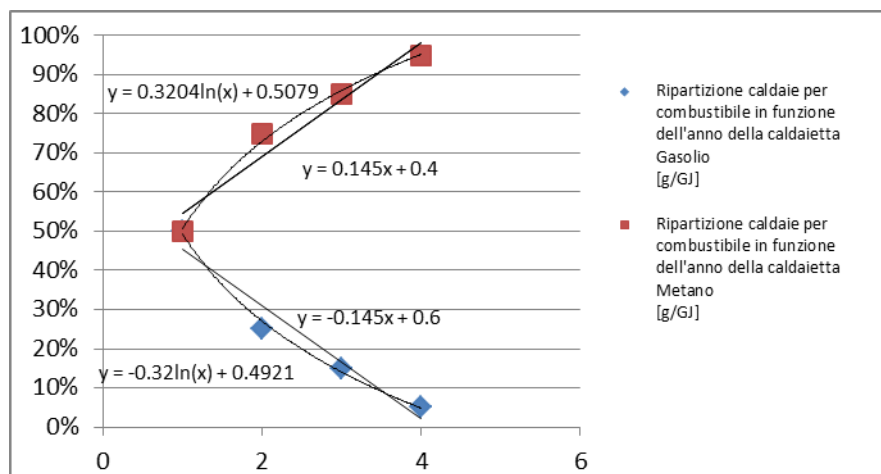


Figura 3. 9 – Trend combustibile alimentante le caldaie domestiche - Torino

3.2.2 Geo-localizzazione delle utenze servite dal teleriscaldamento

Le utenze teleriscaldate a inizio 2014, sono state localizzate principalmente nel Comune di Torino, ma anche nei Comuni di Nichelino, Moncalieri e Grugliasco.

A seguire la figura 3.xx mostra i quartieri teleriscaldati, mentre la figura 3.yy mostra le utenze puntuali teleriscaldate per 12 mesi e la figura 3.zz mostra le utenze puntuali teleriscaldate per 7 mesi.

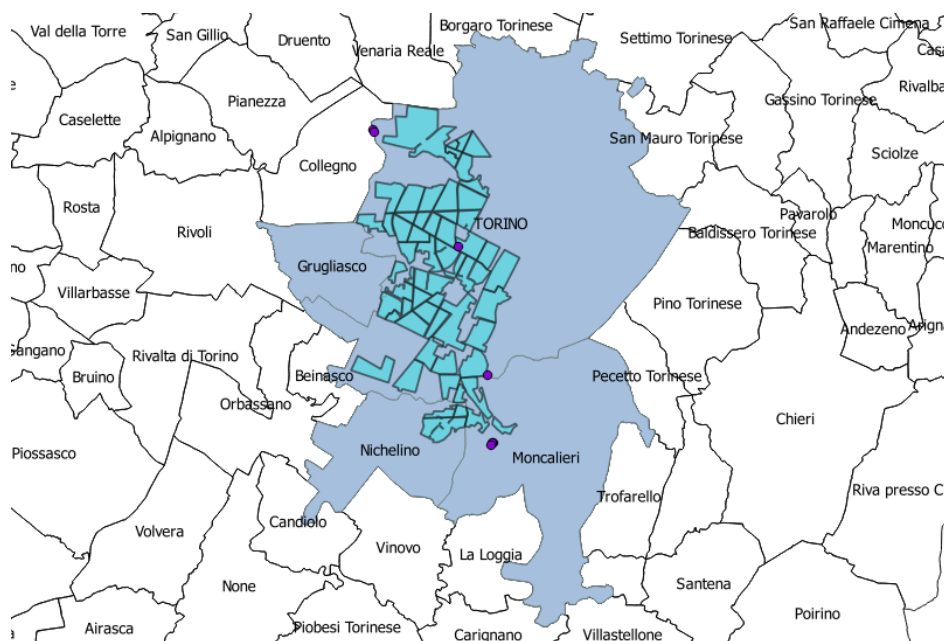


Figura 3. 10 – Quartieri teleriscaldati

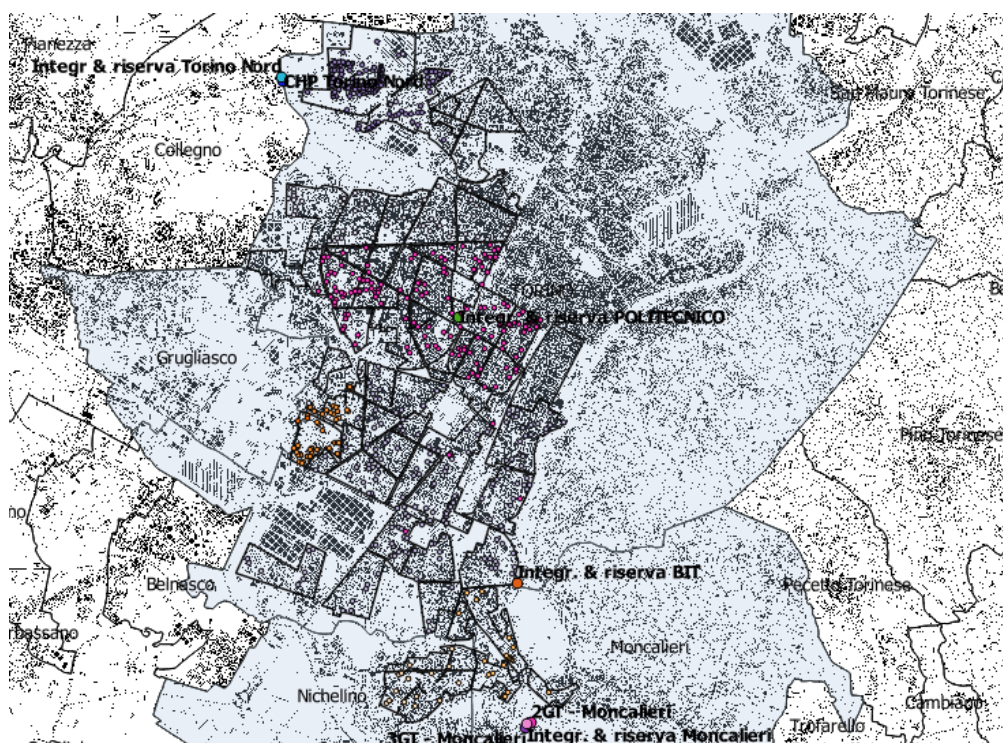


Figura 3.11 – Localizzazione utenze teleriscaldade per 12 mesi all'anno

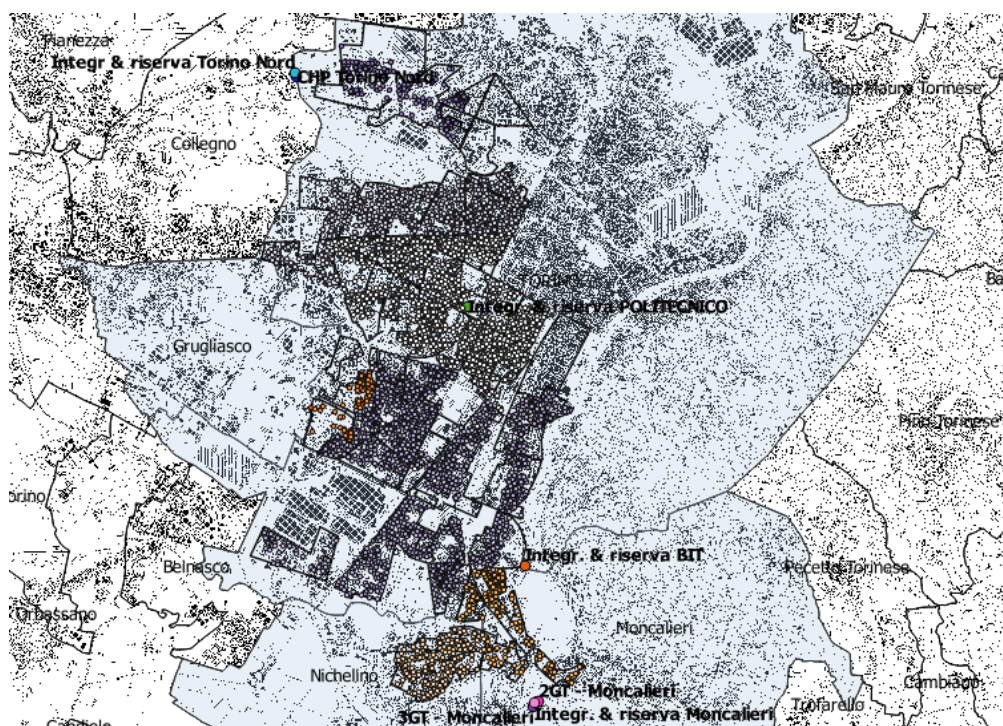


Figura 3.12 – Localizzazione utenze teleriscaldade per 7 mesi all'anno

3.3 Ipotesi e modello di richiesta termica dall'utenza

Nella definizione del carico termico richiesto dall'utenza allacciata alla rete di teleriscaldamento, si è tenuto conto dell'andamento medio degli ultimi dieci anni per mezzo dello studio delle curve cumulate di carico termico del comune di Torino.

La curva cumulata di carico termico permette, infatti, di valutare su base annua ,il profilo dell'utenza. Tale curva è stata realizzata ordinando le potenze impegnate durante tutta la stagione di teleriscaldamento non su base cronologica, ma per valori decrescenti. In questo modo è possibile conoscere il numero di ore in cui l'utenza ha richiesto un dato valore di potenza. Nella trattazione, la curva cumulata è stata valutata in termini di W/m^3 cioè riferita alla volumetria teleriscaldata.

Dal confronto tra le curve degli ultimi dieci anni è stato individuato un andamento medio significativo dell'utenza torinese con possibilità di avere uno strumento in grado di predire i fabbisogni dell'utenza torinese, a seguito delle espansioni della rete di teleriscaldamento.

3.3.1 Riferimento dei dati

Per l'acquisizione dei dati, sono stati utilizzati i sistemi resi disponibili da IREN, che comprendono:

- Il software "PI System Management Tool", in grado di effettuare interrogazioni su appositi fogli di calcolo Excel e conservare in memoria dati storici molto completi;
- Il software di produzione "Honeywell", che consente di visualizzare grafici o estrarre le informazioni degli ultimi due/tre anni di esercizio.

Al fine di studiare il carico termico, storicamente richiesto dall'utenza torinese, si è fatto riferimento ai dati di erogazione di tutti gli impianti che hanno immesso calore nella rete di teleriscaldamento negli ultimi dieci anni di esercizio.

Il periodo considerato inizia con la stagione ottobre/settembre 2001 e termina con la stagione ottobre/settembre 2011.

Il passo temporale scelto per l'acquisizione è pari a 12 minuti e nasce dal compromesso tra la necessità di precisione, legata alla presenza di accumuli termici che possono terminare la fase di carico in poco più di un'ora e la gestione temporale di elaborazione dati.

La tipologia di dati acquisiti è così sintetizzabile:

Frequenza Temporale	Potenza termica	Portata	Temperatura di mandata	Temperatura di ritorno
[h]	[MW]	[m ³ /s]	[°C]	[°C]

Tabella 3. 12 - Unità di misura dei dati acquisiti in fase di elaborazione delle cumulate termiche

3.3.2 Elaborazione della curva di carico termico dell'utenza di Torino

Sulla base della campagna dati, con l'ausilio di Matlab, sono state tracciate le curve cumulate di carico termico relative alle stagioni dal 2001 al 2011.

La curva non copre solo il periodo di riscaldamento da ottobre ad aprile, ma tutto l'arco dell'anno; infatti la rete di teleriscaldamento viene utilizzata anche nel periodo estivo per soddisfare la domanda di acqua calda igienico-sanitaria.

Dall'analisi grafica si possono distinguere 3 zone caratteristiche:

- la punta → al di sotto delle 1000 ore;
- zona centrale → tra 1000 e 5000 ore;
- la coda → oltre le 5000 ore

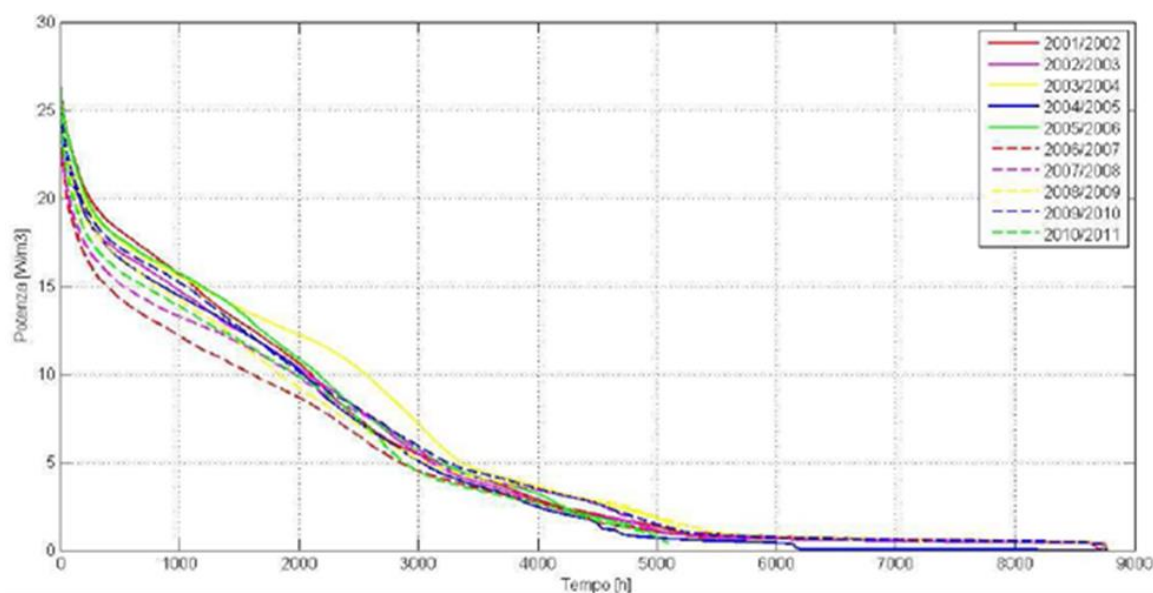


Figura 3. 13 - Curve di carico termico - Fonte: Sistema di Teleriscaldamento di Torino - A. Poggio, S. Consonni, A. Cugno

La Punta indica il picco di richiesta ed è rappresentativa delle giornate invernali dei mesi Dicembre e Gennaio. Nello studio del dimensionamento del sistema di cogenerazione più consono a soddisfare le richieste dell'utenza, è sconsigliato adottare questi carichi termici come riferimento in quanto si andrebbe a lavorare per la maggior parte del tempo a carico ridotto e quindi con prestazione minori.

Per questo motivo, si preferisce adottare delle caldaie di integrazione, riserva e accumuli termici, che permettono di intervenire tempestivamente in caso di necessità garantendo livelli prestazionali dell'impianto principale di approvvigionamento elevati.

La zona centrale esprime la richiesta termica media dell'utenza durante il periodo di riscaldamento invernale.

La coda che si sviluppa oltre le 5000 ore cumulate, indica la drastica diminuzione della richiesta legata al periodo estivo, in cui la rete di teleriscaldamento deve solamente provvedere alla richiesta di acqua calda sanitaria.

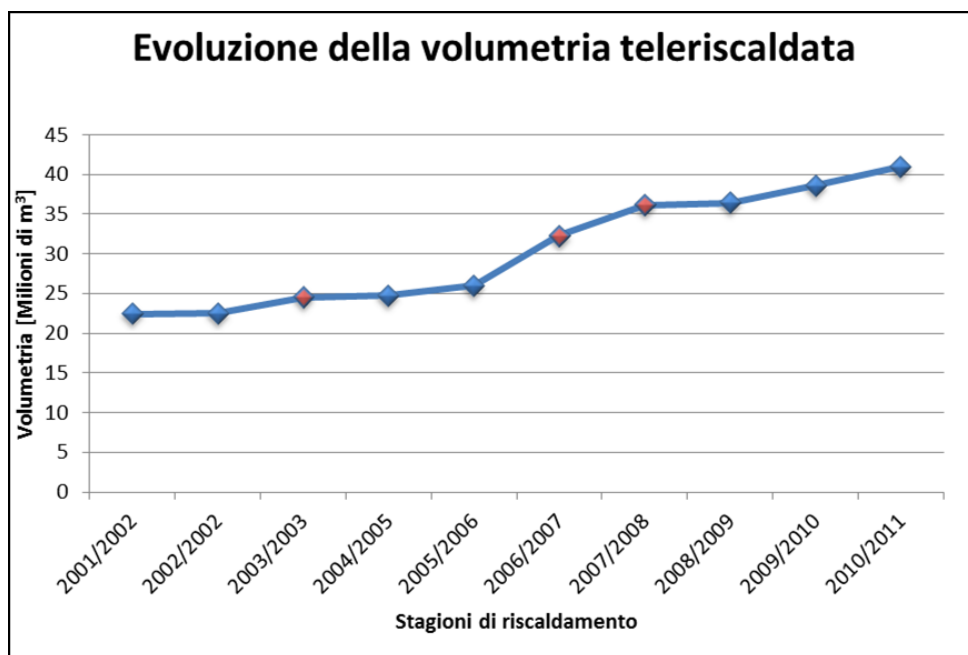


Figura 3. 14 - Evoluzione della volumetria teleriscaldata 2001-2011 – Fonte: Sistema di Teleriscaldamento di Torino - A. Poggio, S. Consonni, A. Cugno

Analizzando le volumetria teleriscaldata da Torino, è possibile notare, nell’arco di tempo considerato (2001-2011), due stagioni con andamento anomalo legato all’ampliamento della rete realizzato; per tale motivo, al fine della trattazione sono stati esclusi nel calcolo del trend medio. Di seguito sono riportati il grafico dell’evoluzione temporale della volumetria teleriscaldata di Torino e la tabella relativa al “delta” annuo.

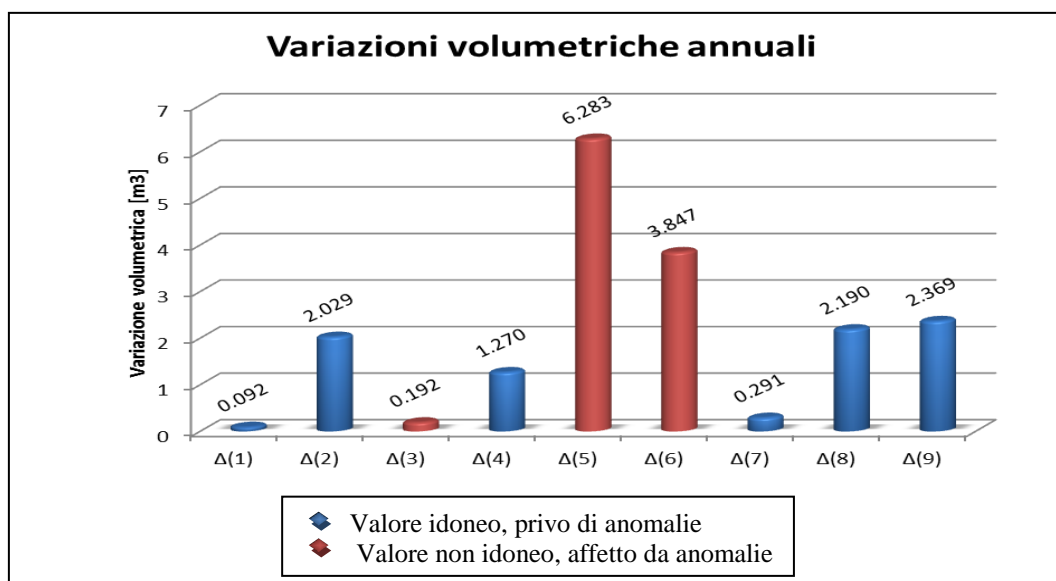


Figura 3. 15 - Variazioni volumetriche annuali teleriscaldata 2001-2011

Δ(1)	Variazione 2002/2003 - 2001/2002
Δ(2)	Variazione 2003/2004 - 2002/2003
Δ(3)	Variazione 2004/2005 - 2003/2004
Δ(4)	Variazione 2005/2006 - 2004/2005
Δ(5)	Variazione 2006/2007 - 2005/2006
Δ(6)	Variazione 2007/2008 - 2006/2007
Δ(7)	Variazione 2008/2009 - 2007/2008
Δ(8)	Variazione 2009/2010 - 2008/2009
Δ(9)	Variazione 2010/2011 - 2009/2010

Tabella 3. 13 - *Variazioni volumetriche annuali teleriscaldata 2001-2011*

I valori specifici delle diverse curve di carico, ossia l'energia annua prodotta e la potenza di picco per unità di volumetria allacciata, sono riportati di seguito.

Stagione	Energia annua [kWh/m3]	Potenza di picco [W/m3]
2001/2002	47.89	26.56
2002/2003	45.78	25.52
2003/2004	-	-
2004/2005	42.77	25.15
2005/2006	48.37	27.25
2006/2007	-	-
2007/2008	-	-
2008/2009	45.62	25.27
2009/2010	47.87	25.82
2010/2011	40.83	25.73

Tabella 3. 14 - *Energia annua prodotta e potenza di picco: 2001-2011*

(...) L'energia annua del periodo 2010/2011 è comprensiva solo dei contributi fino ad Aprile, mentre per il periodo estivo non sono disponibili dati utili, quindi non viene considerata.

In conclusione, per i dati relativi i periodi non affetti da particolari anomalie, è stata valutata la curva di carico media per l'utenza torinese.

Il grafico che ne rappresenta i risultati medi ha come ascissa il tempo, come detto in precedenza con passo ogni 12 minuti, mentre l'asse delle ordinate indica la potenza termica mediata.

L'andamento è caratterizzato da diversi momenti di picchi dovuti ad andamenti climatici medi stagionali e con picchi massimi nei mesi di gennaio, febbraio e marzo.

Il valore iniziale (posizionato nell'origine degli assi) fa riferimento al primo ottobre mentre il valore di coda si riferisce al trenta settembre.

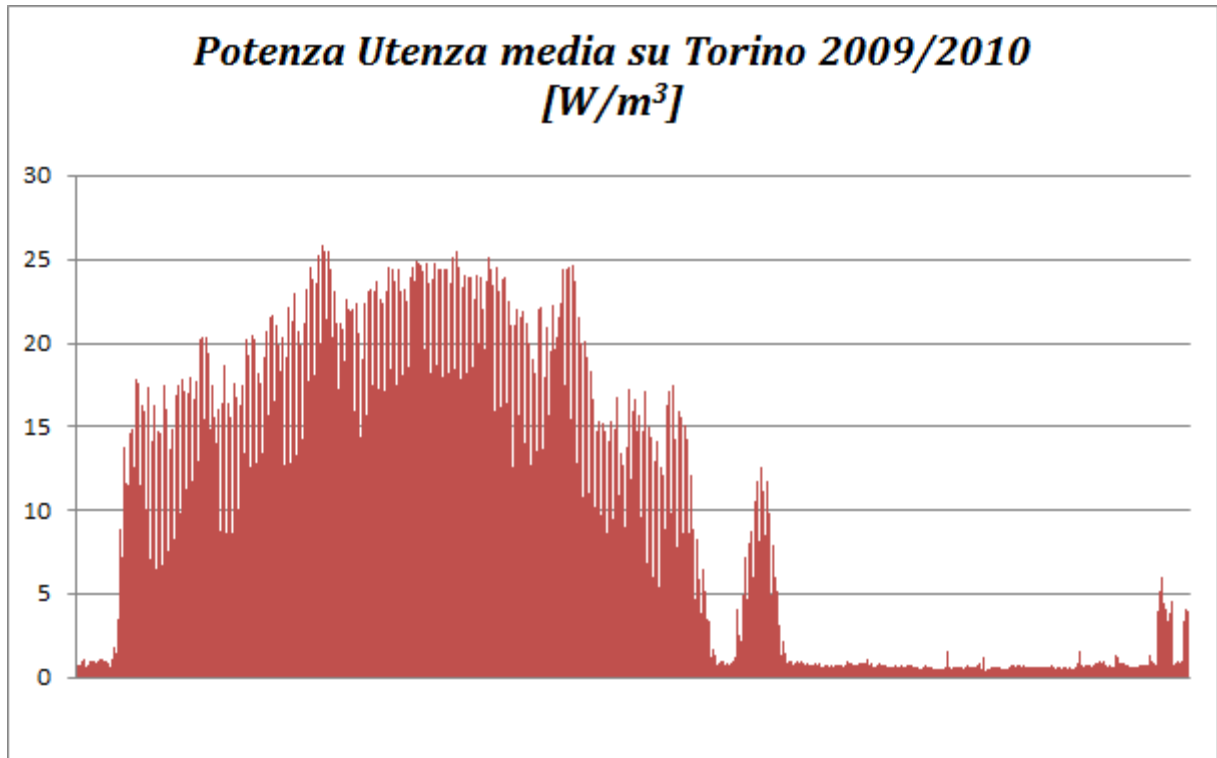


Figura 3. 16 - Potenza termica richiesta dall'utenza di Torino 2009-2010

Per ogni scenario analizzato, non avendo a disposizione i dati di consumo relativi ai singoli comuni di interesse, si è assunto un profilo di carico termico analogo a quello della città di Torino.

Partendo dai risultati delle curve cumulate, si sono raggruppati i valori con dettaglio giornaliero e, dal mese di ottobre, sono stati spalmati lungo l'arco dell'anno (i fabbisogni termici delle utenze stimati nei vari comuni).

Le volumetrie, prima individuate, svolgono la funzione di volano, nel senso che, all'aumentare dell'utenza da allacciare alla rete, aumenterà conseguentemente il fabbisogno termico richiesto. Bisogna immaginare che, l'intera area del diagramma, sia

shiftata in verticale verso l'alto, se il fabbisogno di calore richiesto dall'utenza aumenta, e verso il basso se esso diminuisce.

La previsione di collegamento, considerando un periodo totale di 10 anni, tiene conto però dei seguenti punti:

- L'efficienza energetica degli edifici tende ad aumentare quindi, a parità dell'energia termica, corrisponde una maggiore volumetria teleriscaldata.
- Con l'entrata in vigore del Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192 in attuazione della Direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia, si sono considerate incluse nelle utenze teleriscaldate non solo la ristrutturazioni edilizie ma anche le nuove costruzioni, che per caratteristiche di efficientamento presentano maggiore efficienza energetica quindi meno dissipazioni.

Volendo concretizzare questi punti in numeri, secondo il piano di sviluppo del teleriscaldamento, è possibile dire che, con il passare del tempo, a parità di volumetria servita, bisogna tenere conto dell'incremento termico.

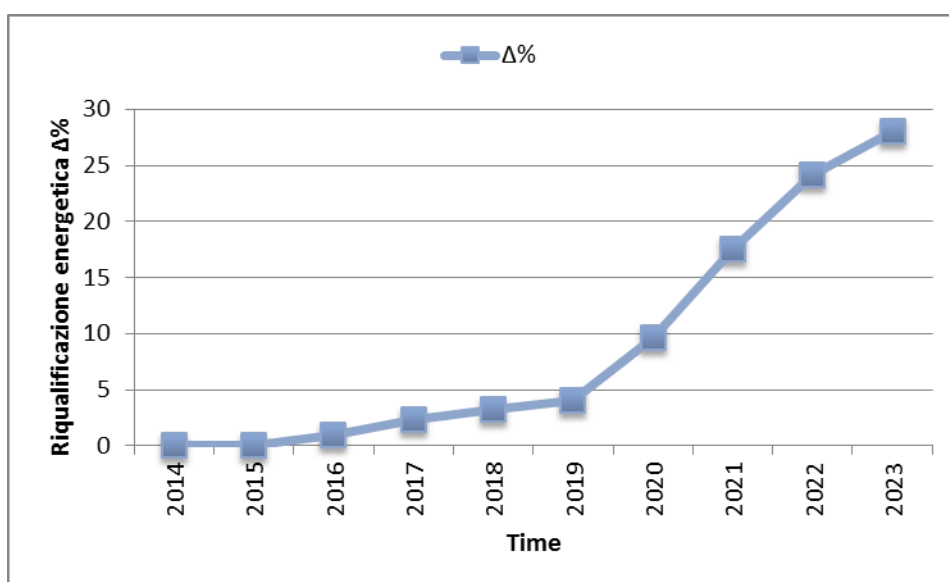


Figura 3. 17 – Riqualificazione energetica degli edifici e conseguente incremento dell'efficienza termica.

Capitolo 4

SCENARI DI STUDIO

4.0 Introduzione

Nel presente capitolo si andranno a descrivere concettualmente gli scenari studiati, per i quali si andrà nei capitoli successivi a valutare la compatibilità ambientale relativa all'ampliamento del teleriscaldamento.

4.1 Gli scenari di studio

Nella definizione degli scenari per lo studio in questione, è stato necessario individuare due aspetti fondamentali:

- a) Richiesta termica dell'utenza allacciabile al teleriscaldamento
- b) Operatività degli impianti in assetto cogenerativo.

Per quanto attiene al primo punto (a), gli scenari di allacciamento potenziale del teleriscaldamento ipotizzati, in accordo al piano di sviluppo del teleriscaldamento di Torino, sono:

Ipotesi considerate per l'ampliamento del TLR a TORINO

Anno	Mlm ³	Intervento
2014	1.5	Saturazione area esistente
2015	1.5	Saturazione area esistente Inizio costruzione rete per collegare il Termovalorizzatore al TLR (non di competenza di IREN)
2016	0.5	Saturazione area esistente Termine costruzione rete per collegare il Termovalorizzatore al TLR (non di competenza di IREN)
	1	Estensione area TORINO NORD (fase 1)
2017	0.5	Saturazione area esistente
	0.6	Accumulatore Mirafiori sud
	1	Estensione area TORINO NORD (fase 1)
2018	1	Saturazione area esistente
	1	Accumulo in zona San Salvario
2019	1	Saturazione area esistente
	1.5	Accumulo in zona San Salvario
2020	1	Saturazione area esistente
2021	1	Saturazione area esistente
2022	1.5	Estensione area TORINO NORD (fase2)
2023	1.5	Estensione area TORINO NORD (fase3)

8.5	Saturazione area
4.6	Estensione
2.5	Nuovo accumulatore San Salvario

Tabella 4.15 – Ipotesi per lo sviluppo del Teleriscaldamento a Torino

Passando al secondo punto, le centrali termo-elettriche sono in grado di variare in modo flessibile la percentuale di calore ed elettricità generati nel caso di funzionamento cogenerativo; più in dettaglio si sono studiate due tipologie di cogenerazione:

- ❖ Cogenerazione per nove mesi con esclusione dell'intero periodo estivo;
- ❖ Cogenerazione continuata per tutto l'anno.

In entrambi i casi è previsto, per gli impianti 2GT, 3GT e Torino Nord, un fermo totale a fini manutentivi nel mese di giugno, luglio e agosto a turno.

Sovrapponendo le ipotesi di collegamento della rete di teleriscaldamento e le due modalità cogenerative dell'impianto, sono stati definiti i seguenti scenari di riferimento:

Scenari	Comuni allacciati al TLR	Anno previsionale	Volumetria servita [Mln m ³]
I SCENARIO	Grugliasco Nichelino Moncalieri Torino	2014	58,00
II SCENARIO		2015	59,50
III SCENARIO		2016	61,00
IV SCENARIO		2017	63,00
V SCENARIO		2018	65,10
VI SCENARIO		2019	67,60
VII SCENARIO		2020	68,60
VIII SCENARIO		2021	69,60
IX SCENARIO		2022	71,10
X SCENARIO		2023	72,60

Tabella 4.2 – Scenari di Riferimento di studio

A seguire saranno descritti i dieci scenari di richiesta termica con le rispettive produttività in assetto cogenerativo.

❖ ***Primo assetto Cogenerativo per l'anno 2014***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2014 riguarda l'estensione dell'area già teleriscaldata di 1,5 Milioni di metri cubi che comporta complessivamente una volumetria servita di circa 58,00 Mln³. L'intervento consiste nel densificare il collegamento alla rete delle aree già servite. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.461,13 MW registrata il giorno 20/12.

❖ ***Secondo assetto Cogenerativo per l'anno 2015***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2015 riguarda l'estensione dell'area già teleriscaldata di ulteriori 1,5 Milioni di metri cubi che comporta complessivamente una volumetria servita di circa 59,50 Mln³. L'intervento consiste

nel densificare il collegamento alla rete delle aree già servite ed è iniziata la realizzazione della rete di teleriscaldamento collegata al Termovalorizzatore. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.480,50 MW registrata il giorno 20/12.

A fronte di questa richiesta termica, gli impianti cogenerativi, di integrazione e riserva, sono idonei a rispondere e soddisfare il fabbisogno termico.

Un Milione e mezzo di metri cubi di utenze da servire in più, per giunta dislocate in tutta la zona teleriscaldata, vuol dire impiegare in modo proporzionato tutti gli impianti esistenti di cogenerazione e in caso di picchi di richiesta, l'ausilio delle centrali di integrazione e riserva.

❖ ***Terzo assetto Cogenerativo per l'anno 2016***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2016 riguarda l'estensione dell'area già teleriscaldata di 1 Milione di metri cubi e l'estensione localizzata dell'area Torinese di San Salvario di 1.5 Milioni di metri cubi che comporta complessivamente una volumetria servita di circa 61,00 MIm³. L'intervento consiste nel densificare il collegamento alla rete delle aree già servite e prolungare la rete nella zona centrale di San Salvario. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.499,86 MW registrata il giorno 20/12.

A fronte di questa richiesta termica, gli impianti cogenerativi, di integrazione e riserva, sono idonei a rispondere e soddisfare il fabbisogno termico.

❖ ***Quarto assetto Cogenerativo per l'anno 2017***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2017 riguarda l'estensione dell'area già teleriscaldata di 0,5 Milioni di metri cubi, l'ampliamento dell'accumulo di Mirafiori Sud (BIT) e la Seconda fase per l'estensione di Torino Nord per una volumetria complessiva di circa 63,00 MIm³. L'intervento consiste nell'ampliamento della rete collegata alle centrali di Moncalieri e Torino Nord, con l'intervento più consistente dei sistemi di accumulo e riserva esistenti. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.526,97 MW MW il giorno 20/12.

Oltre due Milioni di metri cubi di utenze da servire in più, per giunta dislocate in tutto il territorio già teleriscaldato, comporta un incremento idoneo della potenza fornita dalla centrale cogenerativa di Moncalieri e Torino Nord e della centrale di integrazione e riserva BIT.

❖ ***Quinto assetto Cogenerativo per l'anno 2018***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2018 riguarda l'estensione dell'area Mirafiori Nord di 1 Milione di metri cubi, la creazione dell'accumulo della zona San Salvario per 1 Milione di metri cubi serviti e complessivamente interessa una volumetria di circa 65,10 Mlm³. L'intervento consiste nell'ampliamento della rete collegata alle centrali di Moncalieri e Torino Nord, con l'intervento più consistente dei sistemi di accumulo e riserva esistenti. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.552,79 MW registrata il giorno 20/12.

A fronte di questa richiesta termica, gli impianti cogenerativi, di integrazione e riserva, sono idonei a rispondere e soddisfare il fabbisogno termico.

Due Milioni di metri cubi di utenze da servire in più, per giunta dislocate nella zona di Mirafiori Nord e San Salvario, vuol dire incrementare in modo idoneo la potenza fornita dalla centrale cogenerativa di Moncalieri e Torino Nord; quando questa è portata al massimo, soprattutto nei picchi di richiesta, allora intervengono le centrali di integrazione e riserva.

❖ ***Sesto assetto Cogenerativo per l'anno 2019***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2019 riguarda l'estensione dell'area già teleriscaldata di 1 Milione di metri cubi e l'estensione localizzata dell'area Torinese di San Salvario di 1.5 Milioni di metri cubi che comporta complessivamente una volumetria servita di circa 67,60 Mlm³. L'intervento consiste nel densificare il collegamento alla rete delle aree già servite e prolungare la rete nella zona centrale di San Salvario. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.585,07 MW registrata il giorno 20/12.

Due Milioni e mezzo di metri cubi di utenze da servire in più, dislocate in parte lungo tutta l'area già servita e in parte nella zona centrale di Torino, vuol dire incrementare in modo equo la potenza fornita dalle tre centrali cogenerative e quando queste sono già portate al massimo, soprattutto nei picchi di richiesta, aumentare la capacità di accumulo di San Salvario.

❖ ***Settimo assetto Cogenerativo per l'anno 2020***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2020 riguarda l'estensione dell'area già teleriscaldata di 1 Milione di metri cubi e complessivamente interessa una volumetria di circa 68,60 Mlm³. L'intervento consiste nel densificare il collegamento alla rete delle aree già servite. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.597,98 MW registrata il giorno 20/12.

A fronte di questa richiesta termica, gli impianti cogenerativi, di integrazione e riserva, sono idonei a rispondere e soddisfare il fabbisogno termico.

Un Milione di metri cubi di utenze da servire in più, per giunta dislocate in tutta l'area già servita, vuol dire incrementare in modo equo la potenza fornita dalle tre centrali cogenerative; quando queste sono già portate al massimo, soprattutto nei picchi di richiesta, allora intervengono le centrali di integrazione e riserva.

❖ ***Ottavo assetto Cogenerativo per l'anno 2021***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2021 riguarda l'estensione dell'area già teleriscaldata di 1 Milione di metri cubi e complessivamente interessa una volumetria di circa 68,60 Mlm³. L'intervento consiste nel densificare il collegamento alla rete delle aree già servite. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.604,43 MW registrata il giorno 20/12.

A fronte di questa richiesta termica, gli impianti cogenerativi, di integrazione e riserva, sono idonei a rispondere e soddisfare il fabbisogno termico.

Un Milione di metri cubi di utenze da servire in più, per giunta dislocate in tutta l'area già servita, vuol dire incrementare in modo equo la potenza fornita dalle tre centrali cogenerative; quando queste sono già portate al massimo, soprattutto nei picchi di richiesta, allora intervengono le centrali di integrazione e riserva.

❖ ***Nono assetto Cogenerativo per l'anno 2022***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2022 riguarda l'estensione dell'area Torino Nord di 1,5 Milione di metri cubi e complessivamente interessa una volumetria di circa 71,10 MIm³. L'intervento consiste nell'ampliamento della rete collegata alla centrale Torino Nord. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.623,80 MW registrata il giorno 20/12.

A fronte di questa richiesta termica, gli impianti cogenerativi, di integrazione e riserva, sono idonei a rispondere e soddisfare il fabbisogno termico.

Un Milione e mezzo di metri cubi di utenze da servire in più, per giunta dislocate nella zona di Torino Nord, vuol dire incrementare in modo idoneo la potenza fornita dalla centrale cogenerativa di Torino Nord; quando questa è portata al massimo, soprattutto nei picchi di richiesta, allora intervengono le centrali di integrazione e riserva.

❖ ***Decimo assetto Cogenerativo per l'anno 2023***

Lo sviluppo del sistema di teleriscaldamento per l'anno 2023 riguarda l'estensione dell'area Torino Nord di 1,5 Milione di metri cubi e complessivamente interessa una volumetria di circa 72,60 MIm³. L'intervento consiste nell'ampliamento della rete collegata alla centrale Torino Nord. La potenza termica di picco registrata ammonta a 1.643,16 MW registrata il giorno 20/12.

A fronte di questa richiesta termica, gli impianti cogenerativi, di integrazione e riserva, sono idonei a rispondere e soddisfare il fabbisogno termico.

Un Milione e mezzo di metri cubi di utenze da servire in più, per giunta dislocate nella zona di Torino Nord, vuol dire incrementare in modo idoneo la potenza fornita dalla centrale cogenerativa di Torino Nord; quando questa è portata al massimo, soprattutto nei picchi di richiesta, allora intervengono le centrali di integrazione e riserva.

A questo punto vi sono tutti gli elementi, termici, progettuali e urbanistici per definire gli scenari che si andranno ad analizzare a seguire, considerando che l'obiettivo dello studio è verificare da che punto di vista risulti vantaggioso un recupero termico ed

elettrico in fase cogenerativa rispetto alla sola produzione elettrica di una equa quantità di energia.

Volendo riassumere i valori necessari all'implementazione del bilancio ambientale e alla redazione delle mappe di concentrazione al suolo degli inquinanti, si riporta la seguente tabella conclusiva del terzo capitolo:

Scenari	Volumetria servita [Mln m ³]	Energia termica richiesta [GWh _t]	Picco di richiesta termica [GW]	Energia elettrica fornita in CHP [GWh _e]	Comuni allacciati al TLR
I SCENARIO	58,00	2.525	1.461,13	6.345	Grugliasco Moncalieri Nichelino Torino
II SCENARIO	59,50	2.630	1.480,50	6.366	
III SCENARIO	61,00	2.736	1.499,86	6.387	
IV SCENARIO	63,10	2.885	1.526,97	6.411	
V SCENARIO	65,10	3.003	1.552,79	6.432	
VI SCENARIO	67,60	3.146	1.585,07	6.453	
VII SCENARIO	68,60	3.362	1.597,98	6.755	
VIII SCENARIO	69,10	3.660	1.604,43	7.279	
IX SCENRIO	70,60	3.949	1.623,80	7.618	
X SCENARIO	72,10	4.119	1.643,13	7.716	

Tabella 4. 3 - Riassunto dati del servizio di teleriscaldamento fornito dall'impianto

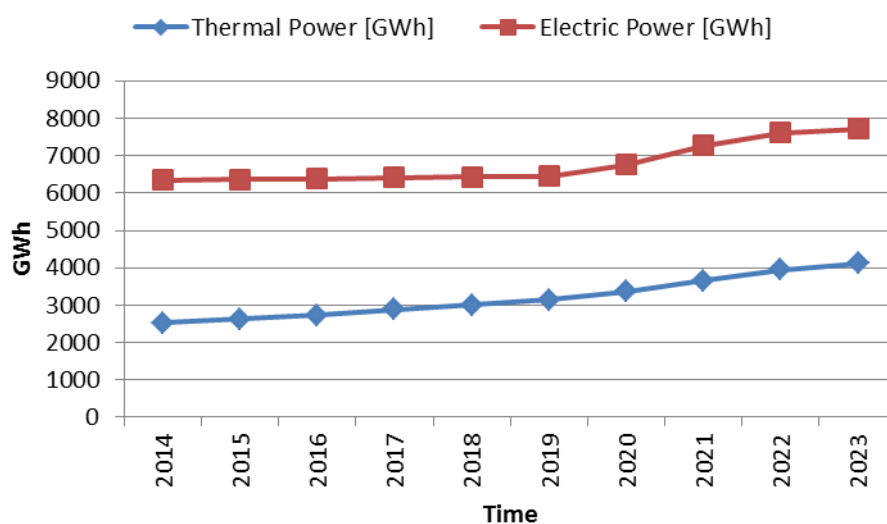


Figura 4. 1- Assetto cogenerativo tutti gli scenari – Energia fornita

Capitolo 5

BILANCIO AMBIENTALE: Metodologia

5.0 Introduzione

Allo scopo di definire dal punto di vista ambientale l'influenza del sistema di teleriscaldamento associato agli impianti di cogenerazione, si è eseguita una valutazione delle modificazioni dei flussi emissivi che sarebbero previsti a livello locale e globale.

Il calcolo del bilancio ambientale sarà condotto sulla base delle conoscenze dei fattori di emissione per le differenti forniture energetiche e per utenza considerata.

Prima di procedere alla stima vera e propria del bilancio ambientale sulle varie scale e in funzione degli scenari considerati, si andranno ad analizzare considerazioni teoriche e ipotesi di calcolo che pongono la base alle valutazioni successive; verranno quindi definiti i fattori di emissione, intendendo con essi le quantità di inquinante emesse dalla sorgente, riferita alla entità della produzione energetica.

Sarà inoltre necessario fare cenno agli scenari (Cfr. Capitolo 4) e alle caratteristiche dei fumi uscenti dal camino delle centrali termoelettriche.

5.1 Considerazioni alla base del bilancio ambientale

Il bilancio ambientale consente di esaminare gli effetti che l'ampliamento del teleriscaldamento apporterà sulla qualità dell'aria, sia su scala locale che globale, al netto delle emissioni che andrà a sostituire a seguito dello sfruttamento dell'energia da esso prodotta.

5.1.1 Considerazioni teoriche

Le prime considerazioni da fare riguardano le voci contrapposte appartenenti al bilancio:

- Da un lato si è preso in considerazione il nuovo flusso emissivo prevedibile in conseguenza al funzionamento delle centrali termiche cogenerative, che trae origine dalla potenzialità termica, dal tipo di combustibile utilizzato e dai sistemi impiegati per il contenimento degli impatti.
- A fronte di ciò è stato valutato il flusso emissivo evitato, derivante dallo spegnimento degli impianti termici attualmente attivi, che la prevista implementazione di un sistema di teleriscaldamento renderebbe eliminabile, nonché dall'energia elettrica generata e immessa nella rete nazionale.

Il calcolo è stato condotto sulla base della conoscenza dei fattori di emissione per le differenti soluzioni impiantistiche considerate e della potenzialità dei sistemi termici esistenti, basandosi su bilanci di materia e di energia, con un'affidabilità di risultato che per tecnologie consolidate, come quelle della produzione energetica termica ed elettrica e del trattamento delle emissioni, appare piuttosto elevata.

L'energia elettrica immessa in rete sostituisce una quota della produzione elettrica centralizzata e di conseguenza evita i relativi impatti ambientali, espressi come consumo di energia primaria ed emissioni in atmosfera.

Allo stesso modo l'erogazione di calore tramite teleriscaldamento consente di sostituire il funzionamento delle centrali termiche delle utenze e i relativi impatti, come consumo di energia primaria di emissioni in atmosfera.

In questo caso gli impatti evitati coincidono in modo univoco con gli impatti effettivamente sostituiti.

Nella stesura di un bilancio ambientale le due componenti di impatto evitato rappresentano una compensazione del carico ambientale introdotto dalle centrali di produzione a servizio del sistema di teleriscaldamento.

Nell'analisi condotta è stato necessario distinguere i contributi degli impatti su differenti dimensioni territoriali; secondo le loro origini, deve essere considerato:

- Su scala locale, ovvero nel medesimo contesto geografico sul quale insistono gli impatti apportati dalle centrali di produzione (ambito comunale);
- Su scala globale, cioè in un contesto territoriale più ampio sul quale insistono gli impatti apportati dalle centrali di produzione (ambito nazionale).

Possiamo riassumere quindi che:

- Impatti apportati dalle centrali di produzione e degli impatti termici esistenti producono effetti sia a livello locale che globale;
- Impatti evitati connessi alla produzione elettrica producono solamente effetti su scala globale e non sono riconducibili al territorio in esame.

Considerando che il bilancio ambientale, sia esso a livello locale, sia esso a livello globale, è trascrivibile con la semplice equazione:

$$E_{tot} = E_{in} - E_{out} \quad (Equazione - 5.1)$$

E_{tot} = Emissioni locali/globali (aggiunte/sottratte)

E_{in} = Emissioni delle centrali cogenerative

E_{out} = Emissioni sostituite

risulterà necessario stimare, per ogni scenario di riferimento, i due termini cardine: E_{in} & E_{out}

I passaggi necessari ad arrivare al bilancio ambientale possono essere riassunti nel seguente flow-chart:

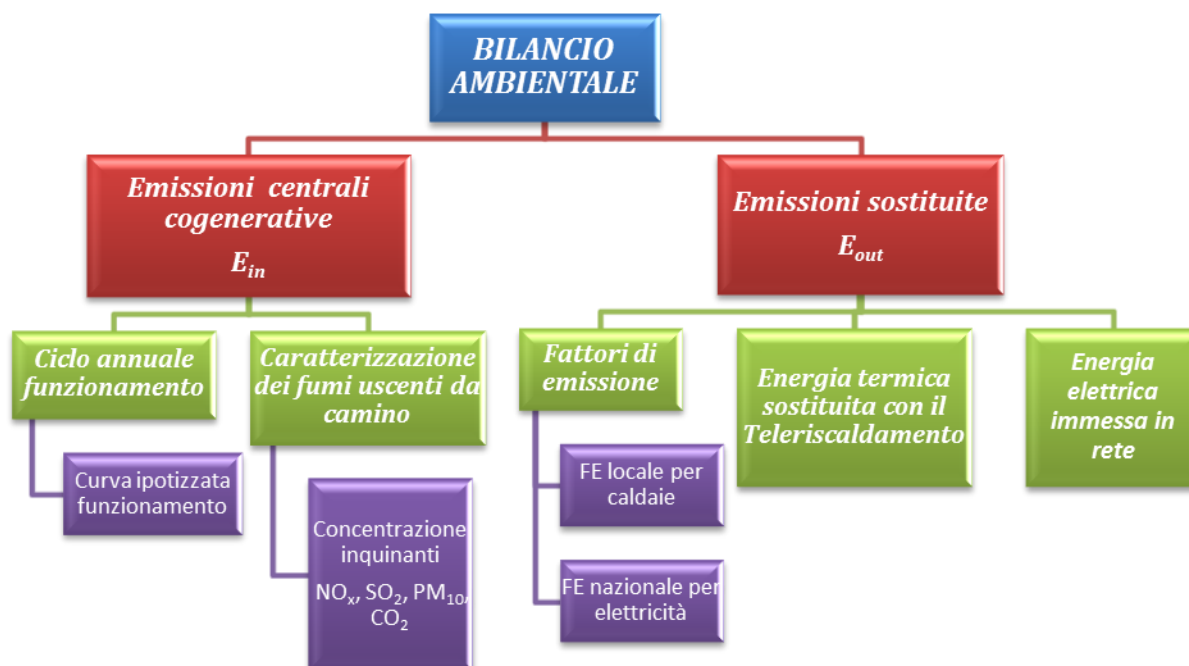


Figura 5.1 – Flow-chart del bilancio ambientale

Per terminare questa trattazione metodologica, si riportano le relazioni matematiche capaci di correlare tutte le voci, relative all’impatto apportato dagli impianti e all’impatto evitato derivante dallo spegnimento delle caldaie (su scala locale) oppure derivante dalla combinazione tra lo spegnimento locale di caldaie e lo spegnimento, su territorio nazionale, di una centrale elettrica, esposte nel flow-chart sopracitato:

• Emissioni prodotte dalle centrali cogenerative e di integrazione e riserva

Le emissioni apportate dal funzionamento degli impianti rappresentano la voce E_{in} nel bilancio ambientale; per il calcolo ci si avvale della seguente relazione:

$$E [t/y] = Pt [GW] * t [h/y] * C [t/GWh] \quad (Equazione - 5.2)$$

Nel dettaglio **P_t** è la potenza , **t** è il tempo di durata di emissione che coincide con la curva di funzionamento di ogni impianto e **C** è la concentrazione di inquinante presente in uscita dal camino.

- **Emissioni evitate: Energia termica sostituita per mezzo del Teleriscaldamento**

Una volta calcolati i fattori di Emissioni per il mix percentuale di caldaie da sostituire per mezzo del servizio di teleriscaldamento, si passa alla valutazione delle emissioni di origine 'termica – locale' adottando la seguente relazione:

$$E [t/y] = FE * P_t [kW] * 3,6 [MJ/kWh] * t [h/y] \quad (Equazione - 5.3)$$

- **Emissioni evitate: Energia elettrica immessa in rete**

Discorso analogo a quello termico deve essere affrontato per la stima dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale; bisogna considerare che in questo calcolo l'attenzione debba essere spostata su scala globale.

$$E [t/y] = FE * P_e [kW] * t [h/y] \quad (Equazione - 5.4)$$

Dove:

- E = Emissione (t/Y);
- FE = Fattore di Emissione: rapporto tra l'inquinante che si genera durante un'attività produttiva ed un parametro che caratterizza l'attività che si sta considerando;
- P_t = Potenza termica (kW);
- P_e = Potenza elettrica (kW);
- t = ore annue (h/Y)

5.1.2 *Ipotesi alla base del calcolo*

Il bilancio ambientale sarà definito su base annua e localizzato sia su scala locale che su scala globale.

Gli inquinanti interessati nella stima locale sono NO_x, SO₂ e Polveri (PM₁₀) mentre nella valutazione su scala globale si considerano sia gli apporti su scala locale appena enunciati, sia le emissioni di anidride carbonica (CO₂).

Il calcolo si allinea lungo una serie di ipotesi che fanno riferimento agli scenari cogenerativi introdotti nel capitolo precedente (Cfr. Capitolo 4):

- a. Assetto Elettrico;
- b. I scenario cogenerativo;
- c. II scenario cogenerativo;
- d. III scenario cogenerativo;
- e. IV scenario cogenerativo;
- f. V scenario cogenerativo;
- g. VI scenario cogenerativo;
- h. VII scenario cogenerativo;
- i. VIII scenario cogenerativo;
- j. IX scenario cogenerativo;
- k. X scenario cogenerativo.

5.2 *Definizione delle Emissioni annue delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva*

Nel definire le emissioni annue delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva, sono riportate, in forma riassuntiva, nei due paragrafi a seguire, quanto ampiamente definito nei capitoli precedenti.

5.2.1 *Ciclo annuale di funzionamento degli impianti*

Assunzioni verosimili su periodi di manutenzione ed esercizio: è previsto un funzionamento continuativo nell'arco dell'anno per un numero di 8.040 ore, pari a 335 giorni per ogni singolo impianto.

Durante il periodo di TLR attivo, essendo la turbina attiva tutto l'anno, si è sempre in condizione cogenerativa, ovvero non accade mai che la turbina sia ferma e tutto il calore sia inviato al TLR; il caso suddetto è solo emergenziale. Durante il periodo TLR disattivo la produzione è solo elettrica;

Durante il periodo cogenerativo la logica di regolazione è la seguente: poiché l'energia termica recuperata è comunque sufficiente a soddisfare sia la turbina che il TLR (nel range di funzionamento previsto), la variabile indipendente esterna è il calore richiesto dal TLR; la produzione elettrica (portata in turbina) si adegua di conseguenza.

Funzionamento differenziato a seconda della ipotetica richiesta termica dell'utenza allacciabile alla rete di TLR;

5.2.2 *Caratterizzazione dei fumi uscenti da camino*

Le scelte progettuali relative ai sistemi di depurazione dei fumi garantiscono, per gli impianti a servizio del teleriscaldamento, livelli di emissioni in atmosfera che tutelano al massimo la salute dei cittadini e l'ambiente, con limiti anche più bassi dei già restrittivi limiti che la normativa prevede.

Le misure in continuo condotte in caldaia e lungo la linea di trattamento dei fumi consentono di rendere tempestive le regolazioni dei parametri di combustione e dei sistemi di trattamento per ottimizzare l'abbattimento degli inquinanti.

L'analisi a monte del sistema di trattamento è stata scelta in quanto rappresenta, oltre che uno strumento per la valutazione della percentuale di abbattimento del sistema di trattamento fumi, anche un sistema insostituibile per regolare con tempestività ed efficacia il dosaggio dei reagenti in connessione all'analisi a camino. La sola presenza di quest'ultima, caratterizzata da valori mediamente molto bassi, vicini al limite di rilevabilità degli analizzatori, si traduce, di fatto, in una regolazione ON/ OFF anziché proporzionale. L'analisi sul grezzo non solo consente una misura molto più rapida e su concentrazioni elevate, a cui meglio rispondono gli strumenti ed il sistema di controllo nel suo complesso, ma fornisce anche all'operatore un'indicazione immediata del contenuto di alcuni inquinanti nel combustibile.

Poiché la normativa vigente prevede la normalizzazione dei valori analitici, sono installati a camino anche alcuni strumenti ausiliari per la misura della temperatura, pressione e portata dei fumi e tenore di ossigeno.

Per capire i limiti delle autorizzazioni integrate ambientali, è necessario fare alcune considerazioni in merito agli adeguamenti impiantistici prescritti in precedenza dalle autorità competenti.

Nel corso dell'anno 2014, si sono terminati i lavori per l'adeguamento delle emissioni in atmosfera dei gruppi termoelettrici a ciclo combinato RPW 2°GT e 3°GT, che hanno comportato la realizzazione delle seguenti modifiche impiantistiche per ognuno dei due gruppi termoelettrici:

- installazione, nel generatore di vapore a recupero, di un sistema catalitico riduttivo degli ossidi di azoto contenuti nei gas di scarico delle turbine a gas (DeNOx SCR);
- installazione di un sistema catalitico ossidativo del monossido di carbonio (CO oxidation), che consente il raggiungimento di un minimo tecnico di funzionamento inferiore, da parte della turbina a gas, rispettando i limiti delle emissioni in atmosfera prescritti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Di seguito i nuovi limiti alle emissioni in atmosfera (a regime) prescritti dall'AIA, in seguito alle modifiche impiantistiche di cui sopra:

	CO [mg/Nm ³] 15% di O ₂	NO_x [mg/Nm ³] 15% di O ₂	NH₃ [mg/Nm ³] 15% di O ₂	SO₂ [mg/Nm ³] 15% di O ₂	PST [mg/Nm ³] 15% di O ₂
CHP 2°GT	10	10	5	10	5
CHP 3°GT	10	35	5	10	5
Caldaie integrazione Moncalieri	100	120	-	10	5
CHP Torino Nord	10	10	5	10	5
Caldaie integrazione Torino	30	80	-	-	-

***Tabella 5.1** - Tabella riassuntiva dei limiti di emissione in atmosfera autorizzati dal Ministero dell'ambiente – Valori espressi in media oraria*

Al fine di condurre il bilancio ambientale, è necessario collectare informazioni relative agli inquinanti a camino connesse al funzionamento degli impianti (sorgenti).

I parametri fisici sono i seguenti:

- Temperatura dei fumi a camino [°C – K]
- Velocità di uscita dei fumi [m/s]
- Diametro del camino [m]
- Altezza del punto di emissione [m].

A seguire i dati fisici utilizzati per implementare il modello di dispersione degli inquinanti forniti dalla società “Alfa studio”.

Centrale	Impianto	T uscita fumi		v uscita fumi	Diametro interno camino	Altezza camino	n° Rapporto di prova Studio Alfa
		[°C]	[K]	[m/s]	[m]	[m]	
Centrale Termoelettrica di Moncalieri	3GT (Turbogas)	100	373.15	21.44	7	60	n° 7298/2013
	2GT (Turbogas)	109	382.15	20.77	7.5	60	n° 7299/2013
	Caldaia 1000	87	360.15	13.42	1.6	70	n° 810/2014
	Caldaia 2000	88	361.15	11.68	1.6	70	n° 811/2014
	Caldaia 3000	87	360.15	11.86	1.6	70	n° 812/2014
	CALDAIE	87.33333	360.4833	12.32	2.77	70	Equiv.
Centrale Termoelettrica Torino Nord	Turbogas	91	364.15	18.37	7	60	n°808/2014
	Caldaia 1	101	374.15	24.99	1.8	60	n°5376/2013
	Caldaia 2	101	374.15	26.76	1.8	60	n°5377/2013
	Caldaia 3	99	372.15	22.1	1.8	60	n°5378/2013
	Caldaia 4	150	423.15	21.74	0.8	60	n°5379/2013
	CALDAIE	112.75	385.9	23.8975	2.64	60	Equiv.
Centrale di Integrazione e Riserva BIT	Caldaia 1	196	469.15	18.35	1.8	43	n° 802/2014
	Caldaia 2	192	465.15	19.29	1.8	43	n° 803/2014
	Caldaia 3	191	464.15	19.15	1.8	43	n° 804/2014
	CALDAIE	193	466.15	18.93	3.05	43	Equiv.
Centrale di Integrazione e Riserva Politecnico	Caldaia 1	101	374.15	11.62	1.8	50	n° 805/2014
	Caldaia 2	112	385.15	15.15	1.8	50	n° 806/2014
	Caldaia 3	101	374.15	13.62	1.8	50	n° 807/2014
	CALDAIE	104.6667	377.8167	13.46333	3.05	50	Equiv.

Tabella 5.2 - Tabella riassuntiva delle caratteristiche fisiche delle emissioni delle centrali Iren

La temperatura e la velocità di emissione incidono fortemente sul galleggiamento e quindi sulla dispersione delle particelle solide o gassose inquinanti.

Il diametro del punto di emissione, correlato ai due parametri appena citati, consente la definizione della portata di inquinante.

L'altezza del punto di emissione, unitamente all'orografia e alla rugosità del suolo (ambiente urbano o campestre), incidono nella deposizione al suolo degli inquinanti.

L'inquinamento dell'aria avviene quando sono immesse nell'atmosfera sostanze che alterano la composizione naturale dell'aria. L'aria, che costituisce l'atmosfera terrestre, è una miscela di gas. La composizione percentuale in volume dell'aria secca è, approssimativamente (si sono trascurati i componenti assai meno abbondanti), la seguente:

N₂ (azoto) 78 %

O₂ (ossigeno) 21 %

Ar (argon) 1 %

La composizione dell'atmosfera terrestre si mantiene costante fino a circa 100 Km di altezza.

Gli inquinanti immessi in atmosfera si possono, a loro volta, classificare in:

- **Macroinquinanti:** sostanze le cui concentrazioni nell'atmosfera sono dell'ordine dei mg/Nm³ (milligrammi per metro cubo) come, ad es., CO, CO₂, NO, NO₂, SO₂, O₃, particolato;
- **Microinquinanti:** sostanze le cui concentrazioni in atmosfera sono dell'ordine dei ng/Nm³ (nanogrammi per metro cubo) come gli idrocarburi policiclici aromatici e le diossine.

Questa distinzione non si riferisce, ovviamente, al grado di nocività dell'inquinante poiché un microinquinante può essere più nocivo per la salute umana di un macroinquinante, anche se quest'ultimo è presente nell'aria in concentrazioni molto maggiori.

Le concentrazioni fornite da IREN sono contenute nelle dichiarazioni integrate ambientali e fanno riferimento a condizioni standard aventi il 15% di O₂.

Al fine delle valutazioni ambientali, economiche e di modellistica, si sono considerati i soli Macroinquinanti NO_x, SO₂, PM₁₀ e si è calcolata la CO₂. Per quanto riguarda le polveri è necessario fare la seguente puntualizzazione; la concentrazione di polveri

indicata e il limite di legge relativo, si riferiscono entrambi al particolato totale e non solo al PM₁₀ (cioè quello avente $\phi < 10 \mu\text{m}$).

In conclusione, assumere che le polveri totali emesse coincidano in massa con il PM₁₀ è una buona approssimazione, consapevoli che i valori di riferimento riguardano le polveri totali e non allo specificato PM₁₀.

Al fine di terminare il Paragrafo dei fumi e porre la base per le trattazioni che si andrà a sviluppare in seguito, si riporta la tabella riassuntiva dei dati emissivi e delle concentrazioni degli inquinanti in base alle performance ambientali di 5 anni (2009 / 2013) – Fonte: Dichiarazione Integrata Ambientale 2014.

MONCALIERI					
	Anno				
	2009	2010	2011	2012	2013
CO ₂ (t /Gwh _{el+th})	290,8	280	284	272,4	261,1
NO _x (t /Gwh _{el+th})	0,1	0,09	0,09	0,09	0,1
CO ₂ (t)	1.466.830	1.569.986	1.707.707	1.437.127	1.574.003
NO _x (t)	527,6	532,3	550,7	489,5	576,7
PM ₁₀ (t)	n.d.	23	16,7	19,1	16,4
PM ₁₀ (t) _{th}	n.d.	6,5720732	4,3905712	5,9907869	5,1564478
PM ₁₀ (t) _{el}	n.d.	16,427927	12,309429	13,109213	11,243552
GWh _{th}	1.364,8	1.602,1	1.581	1.654,9	1.826,2
Gwh _{el}	3.678,9	4.004,7	4.432,5	3.621,3	3.982
PM ₁₀ (t/GWh _{el+th})	n.d.	0,0041022	0,0027771	0,00362	0,0028236

Tabella 5.3 - FE su energia prodotta degli impianti di Moncalieri

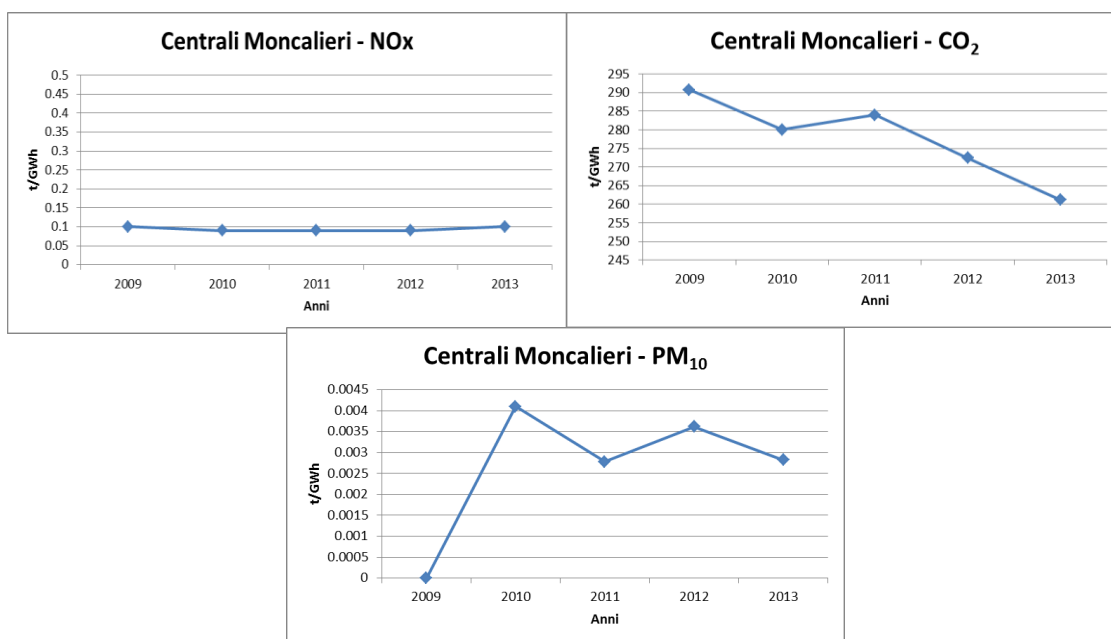


Figura 5.2 – Andamento FE Centrali di Moncalieri

TORINO			
	Anno		
	2012	2013	2014
CO ₂ (t /Gwh _{el+th})	318,9	314	293,5
NO _x (t /Gwh _{el+th})	0,03	0,03	0,04
CO ₂ (t)	591.361	744.495	n.d.
NO _x (t)	29,4	73,7	n.d.
PM ₁₀ (t)	5	11	n.d.
PM ₁₀ (t) _{th}	1,07033	2,204365	n.d.
PM ₁₀ (t) _{el}	3,92967	8,795635	n.d.
GWh _{th}	215,8	474,7	n.d.
Gwh _{el}	792,3	1.894,1	n.d.
PM ₁₀ (t/GWh _{el+th})	0,00496	0,004644	0,004802

Tabella 5.4 – Tabella FE su energia prodotta degli impianti di Torino Nord

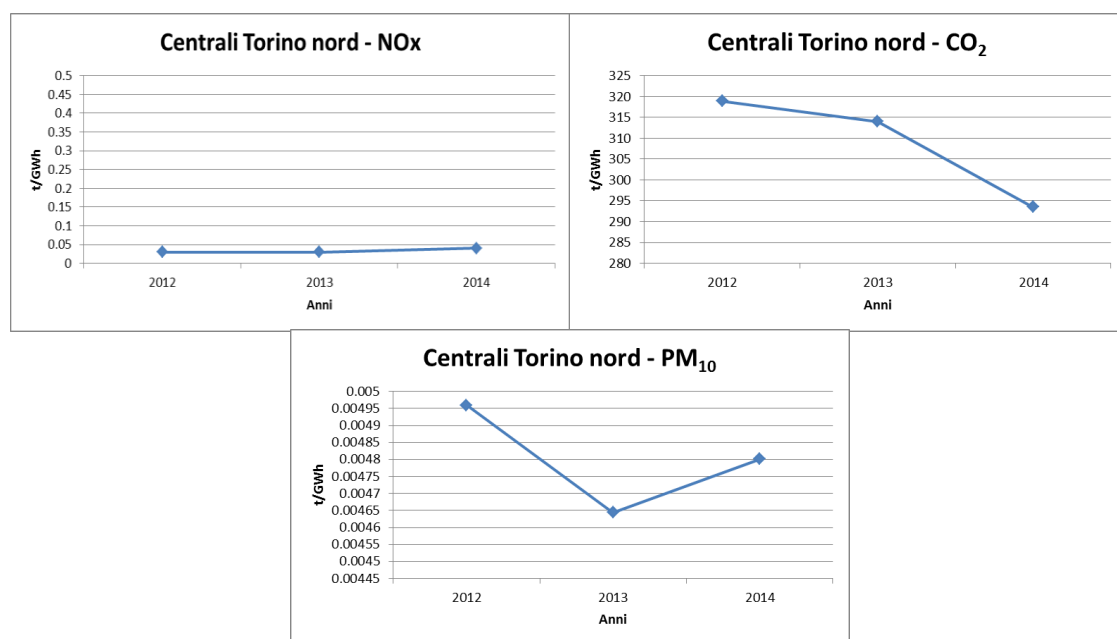


Figura 5.3– Andamento FE Centrali di Moncalieri

Considerando i dati contenuti nelle Tabelle 2.4 – 2.5, si sono estrapolati i fattori di emissione degli inquinanti, in termini di kg per GWh prodotti come da tabella seguente.

	CHP 2°GT	CHP 3°GT	I&R	CHP	I&R	I&R BIT	I&R POLI
			Moncalieri	TO _{nord}	TO _{nord}		
NO _x	100.00	100.00	100.00	40.00	40.00	40.00	40.00
SO ₂	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PM ₁₀	3.33	3.33	3.33	4.80	4.80	4.80	4.80
CO ₂	261.100	261.100	261.100	293.500	293.500	293.500	293.500

Tabella 5.5 - Riassunto delle concentrazioni inquinanti emessi a camino [kg/GWh]

Alla base della valutazione dell'impatto ambientale delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva, si può concludere che all'anno iniziale dello studio (2014), i valori di emissioni per ogni centrale sono:

Impianti di cogenerazione [t/anno]				
	CHP 2 nd GT	CHP 3 nd GT	CHP TOnord	CHP Pollutant load
NO_x	72.31	88.79	23.49	184.59
SO₂	0.00	0.00	0.00	0.00
PM₁₀	2.40	2.96	2.82	8.18
CO₂	188322.83	231827.56	172380.54	592530.93

Impianti di integrazione e riserva [t/anno]					
	I&R Moncalieri	I&R TO nord	I&R BIT	I&R POLI	Back-up Pollutant load
NO_x	0.32	11.44	0.96	0.60	13.32
SO₂	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PM₁₀	0.01	1.37	0.11	0.07	1.56
CO₂	825.87	83909.08	7028.15	4383.38	96601.48

Tabella 5.6 - Riassunto delle concentrazioni inquinanti

5.2.3 Emissioni prodotte dalle centrali cogenerative e di integrazione e riserva

Tenuto conto di quanto detto fino a ora, è possibile ricondursi alle emissioni prodotte dall'impianto applicando l'equazione 5.2 per ogni scenario considerato. Nell'Appendice 2 è possibile trovare le emissioni degli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva, per ogni scenario analizzato e per ogni inquinante.

5.3 Definizione dei fattori di emissioni

Per fattore di emissione si intende la quantità di inquinante emesso dalla sorgente riferita alla entità della produzione energetica. Quest'ultima è una quantità che dovrà descrivere nel modo migliore un'attività emissiva, per esempio nel caso dell'incenerimento dei rifiuti essa è la quantità di rifiuti inceneriti, espressi in t/y, mentre per un forno di un cementificio esso potrebbe essere la quantità di combustibile bruciata, espressa in GJ/y. Quindi da queste considerazioni il fattore di emissione assume l'unità di misura del numeratore e del denominatore, dove il primo consiste nell'emissione, il secondo è l'indicatore della sorgente stessa (MJ, kg di combustibile), quindi il fattore di emissione degli ossidi di azoto derivanti dalla produzione del clinker in un cementificio si misura in g/GJ, oppure nel caso della combustione della biomassa il fattore di emissione si misura in g/Kg di combustibile. Tuttavia bisogna precisare che nel caso della combustione, il fattore di emissione, dipende dalle caratteristiche del combustibile stesso, per esempio le emissioni di ossidi di zolfo dipendono dal tenore di zolfo presente nel combustibile bruciato; inoltre questo è stato calcolato a monte di ogni sistema di abbattimento.

La scelta dei fattori di emissione si deve basare sulle caratteristiche del singolo impianto i cui dati si possono ricavare dalla letteratura tecnico scientifica ed i dati bibliografici ricercati sono da adottare alla situazione in esame.

In conclusione la stima dei fattori di emissione è più o meno precisa, ma soggetta ad alcuni limiti:

- I dati di emissioni non sono statisticamente rappresentativi;
- Il calcolo dei fattori di emissioni fa riferimento a un periodo di tempo troppo breve;
- Le emissioni accidentali non sono comprese nel calcolo;
- I sistemi di rilevamento degli inquinanti presi in esame potrebbero rilevarsi meno efficienti rispetto a quelli dichiarati dal costruttore;
- Non è considerata l'efficienza dei controlli, della qualità della manutenzione, delle caratteristiche operative e dell'età degli impianti.

5.3.1 Media pesata di FE per combustibile Gas naturale e Gasolio

Allo scopo di definire un fattore emissivo significativo, che esprima l'effettiva capacità delle caldaie locali di generare inquinanti, si è tenuto in considerazione la tipologia di combustibile utilizzato; i dati di riferimento si possono ritrovare nel capitolo dell'analisi urbanistica (Cfr. Capitolo 3) in cui, nelle conclusioni, è riportata una tabella che definisce il peso percentuale dei diversi combustibili utilizzati.

In realtà sono presenti altre tipologie di carburanti termici (Biomasse, GPL, Solare,...) che non si sono considerate perché di utilizzo marginale come emerge dall'analisi del bilancio energetico dei comuni analizzati.

Nelle tabelle di seguito sono riportati, rispettivamente, i fattori di emissione per le caldaie alimentate a Gas metano, per quelle alimentate a Gasolio ed i fattori di emissione per la produzione di energia elettrica.

Esaminandole, i fattori di emissione rappresentano i grammi rispettivamente di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri PM₁₀, per ogni GJ prodotto utilizzando una caldaia alimentata a metano e a gasolio.

A fronte dei dati raccolti da letteratura, si è fatta una media pesata per ogni inquinante citato e i risultati sono di seguito riportati:

Inquinante	FE (g/GJ)	
	Metano	Gasolio
SO ₂	0.83	76.38
NO _x	42.06	56.23
PM ₁₀	6.70	5.48

Tabella 5.7 - Fattori di emissione medi stimati Gas Metano e Gasolio

5.3.2 FE medi stimati combinando la distribuzione locale di caldaie sostituite

A fronte di quanto estrapolato dall'analisi appena sviluppata, localizzando le volumetrie edilizie allacciabili alla rete di Teleriscaldamento per l'anno iniziale dello studio (inizio 2014), riscaldate in maniera centralizzata, possono essere così ripartiti i combustibili alimentanti le caldaie in base all'anno di fabbricazione:

Ripartizione caldaie per combustibile in funzione dell'anno della caldaia		
	Gasolio	Metano
1980-89	50%	50%
1990-99	25%	75%
2000-09	15%	85%
2010-oggi	5%	95%

Tabella 5.8 – Ripartizione combustibile alimentante le caldaie domestiche.

Intersecando i dati della Tab. 5.5 e Tab 5.6, si sono calcolate le medie pesate per ogni inquinante e i fattori di emissione equivalenti sono:

	Gasolio 100%	Metano 100%	Mix combustibile
	[kg/GWh]	[kg/GWh]	[kg/GWh]
SO ₂	274,97	2,99	50,45
NO _x	202,43	151,42	159,62
PM ₁₀	19,73	24,12	23,24

Tabella 5.9 – Fattori emissivi adottati – medie pesate.

5.3.3 FE da letteratura per le stime ambientali a livello globale

Inoltre nella stima del bilancio ambientale su scala globale è stato adottato il seguente valore:

COMBUSTIBILE	CO ₂
	g/MJ
Gas naturale + Gasolio	55,50

Tabella 5.10 – Fattori emissivo per CO₂.

Esaminando la Tabella 5.10, il fattore di emissione rappresenta i grammi di anidride carbonica per ogni MJ prodotto.

5.3.4 FE nazionali per la produzione di energia elettrica

Nella ricerca dei fattori di emissione, con validità su scala globale, rappresentanti i quattro inquinanti studiati NO_x , SO_2 , PM_{10} e CO_2 si è fatto riferimento ai valori contenuti nella tabella a seguire:

<i>mg/kWh</i>			<i>g/kWh</i>
Polveri	NO_2	SO_2	CO_2
600,00	943,00	29,00	675,00

Tabella 5.11 – Fattori di emissione per la produzione di energia elettrica. Fonte: Fracastoro G. V.

Capitolo 6

BILANCIO AMBIENTALE: CONCLUSIONI

6.0 Introduzione

Con riferimento alla metodologia enunciata nel Capitolo 5, nel presente capitolo si darà evidenza delle conclusioni emerse dal bilancio ambientale, sia nella trattazione su scala locale, sia in quella su scala globale.

Saranno considerati tutti gli scenari di studio.

6.1 Applicazione del bilancio ambientale: Assetto elettrico

In questo primo caso si considera l'impianto funzionante in assetto elettrico; ciò implica la cessione alla rete nazionale, di tutta la potenza elettrica netta generata a fronte di una potenza termica nulla.

L'unica incidenza ambientale che presenta l'impianto, in tale assetto di funzionamento, è rintracciabile su scala globale, assumendo, cioè, di immettere l'energia elettrica alla rete nazionale con conseguente spegnimento di una centrale termica tradizionale dislocata entro i limiti nazionali. Si esclude ogni qualsiasi forma di impatto locale.

Nel caso di recupero termico dei fumi caldi e conversione totale in elettricità, ogni anno il sistema cogenerativo esistente è capace di produrre e quindi immettere in rete 9.480,60 GWh di energia elettrica.

	<i>CHP 2° GT</i>	<i>CHP 3° GT</i>	<i>CHP TO_{nord}</i>	<i>TOTALE</i>
	[GWh/Y]	[GWh/Y]	[GWh/Y]	[GWh/Y]
Produzione Elettrica	3.185,28	3.079,32	3.216,00	9.480,60

Tabella 6.1 – Energia elettrica generata in assetto solo elettrico

6.1.1 Assetto elettrico: Bilancio ambientale su scala globale

Avendo definito una possibile influenza del contributo elettrico solo su scala globale, considerati i fattori di emissione nazionali riportati in tabella 4. , considerando il funzionamento differenziato delle centrali cogenerative durante l’arco dell’anno e applicando l’Equazione 4.4, si è giunti alla stima delle emissioni evitate nel caso di assetto elettrico dell’impianto.

	<i>FE (kg/GWh)</i>	<i>CHP 2° GT</i> [t/anno]	<i>CHP 3° GT</i> [t/anno]	<i>CHP TO_{nord}</i> [t/anno]	<i>TOTALE</i>
NO_x	943,00	3.004	3.904	3.033	8.941
SO₂	29,00	92	89	93	274
PM₁₀	600,00	1.911	1.847	1.930	5.688
CO₂	675.000,00	2.150.064	2.078.541	2.170.800	6.399.405

Tabella 6.2 – Bilancio ambientale su scala globale - Assetto solo elettrico

L’ultimo passo per giungere al bilancio ambientale, nel caso di assetto elettrico, consiste nel sottrarre alle emissioni apportate dagli impianti (*Centrali CHP), queste ultime sostituite (**Assetto elettrico nazionale sostituito) applicando l’equazione 5.1:

	<i>*Centrali CHP</i>	<i>**Assetto elettrico</i>	<i>Bilancio Ambientale</i>
NO_x	755,24	- 8.941	- 8.045
SO₂	-	- 274	- 275
PM₁₀	36,12	- 5.688	- 5.644
CO₂	2.580.137,66	- 6.399.405	- 3.265.222

Tabella 6.3 – Bilancio ambientale su scala globale - Assetto solo elettrico

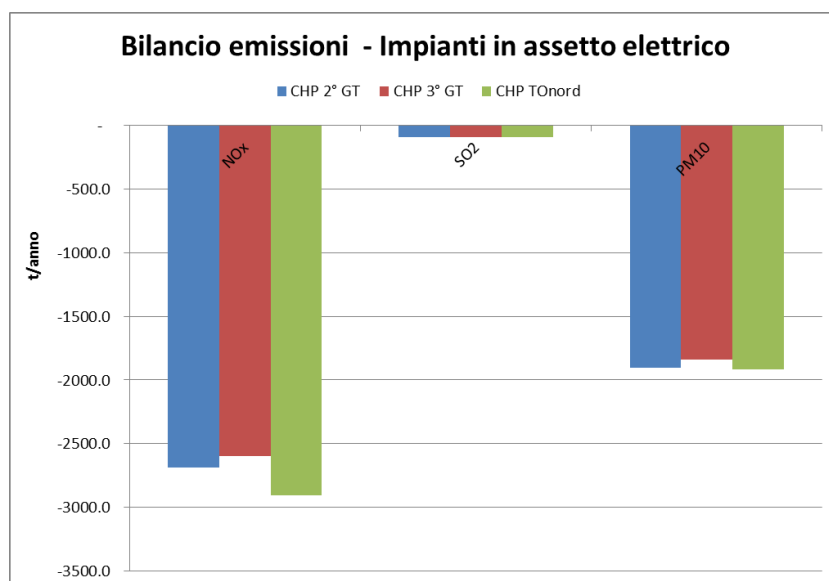


Figura 6.1 – Assetto elettrico: Bilancio ambientale globale – singoli contributi di NO_x, SO₂ e PM₁₀

L'anidride carbonica, essendo di svariati ordini di grandezza superiore ai restanti tre inquinanti primari, sarà messa a grafico a parte.

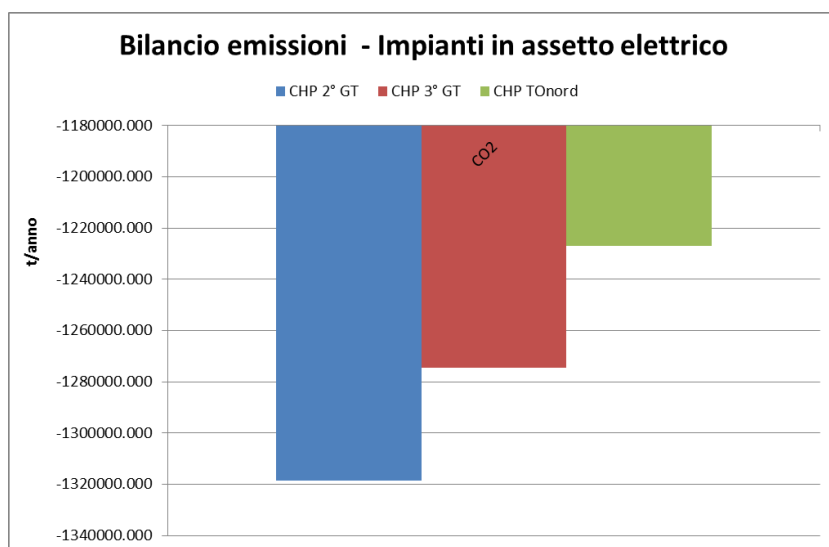


Figura 6.2 – Assetto elettrico: Bilancio ambientale globale – contributo della CO₂

Le conclusioni che si possono trarre, nel caso di funzionamento delle centrali cogenerative, in assetto unicamente elettrico, sono ben chiare dal grafico 4.3 in cui è evidente il vantaggio ambientale nel caso in cui si considerano gli NO_x , le Polveri PM_{10} e gli ossidi SO_2 . Questi risultati verranno riproposti nei paragrafi successivi: saranno utilizzati come metro di confronto tramite la valutare della convenienza (o non convenienza), a livello ambientale, del recupero energetico termico ed elettrico in assetto cogenerativo.

6.2 Applicazione del bilancio ambientale: Assetto cogenerativo

Si considera adesso il funzionamento delle centrali in assetto cogenerativo; ciò implica, da un lato, la cessione alla rete nazionale di tutta la potenza elettrica netta generata e, dall'altro lato, la potenza termica co-generata e immessa nella rete di Teleriscaldamento.

L'incidenza ambientale che presenta l'assetto co-generativo, è rintracciabile sia su scala globale, assumendo, cioè, di immettere l'energia elettrica alla rete nazionale con conseguente spegnimento di una centrale termica tradizionale dislocata entro i limiti nazionali, sia su scala locale, spegnendo cioè delle caldaie domestiche a favore del servizio di teleriscaldamento in cui viene immesso il calore co-generato.

Saranno trattati di seguito tutti gli scenari di ampliamento del teleriscaldamento così da favorire un pronto confronto.

L'energia elettrica generata dall'impianto segue invece tutto il corso dell'anno con andamenti variabili secondo l'alternanza di periodi di esercizio ordinario e di manutenzione.

6.2.1 Assetto cogenerativo: Bilancio ambientale su scala locale

Il bilancio ambientale è stato eseguito partendo dai risultati delle emissioni aggiunte dall'impianto (Cfr.) e dall'*Equazione 4.3* per il calcolo delle emissioni evitate a seguito dello spegnimento delle caldaie a Gas metano e a Gasolio, terminando con

l'applicazione dell'*Equazione 5.1* per arrivare al risultato finale.

Nella tabella di seguito sono riassunti i fattori di emissione (kg/GWh), la durata su base annua della produzione termica (ore), l'energia complessivamente generata (GWh/Y) e infine le tonnellate di inquinanti evitate (t/Y). Essendo una valutazione su scala locale si sono considerati i soli inquinanti NO_x, SO₂ e PM₁₀.

	Anno	Volumetria Teleriscaldato	FE [kg/GWh]	Pth [Gwh]	NO _x [t/anno]
I° scenario	2014	58,00	159,62	2.524,64	402,99
II° scenario	2015	59,50	159,62	2.630,39	419,88
III° scenario	2016	61,00	159,62	2.736,23	436,77
IV° scenario	2017	63,10	159,62	2.884,79	471,08
V° scenario	2018	65,10	159,62	3.003,11	494,71
VI° scenario	2019	67,60	159,62	3.145,73	522,47
VII° scenario	2020	68,60	159,62	3.362,00	588,18
VIII° scenario	2021	69,10	159,62	3.659,64	686,40
IX° scenario	2022	70,60	159,62	3.948,64	782,20
X° scenario	2023	72,10	159,62	4.118,61	841,51

Tabella 6.4 – Emissioni evitate dall'ampliamento del teleriscaldamento relative a ogni anno di esercizio - NO_x

L'andamento delle emissioni evitate dall'ampliamento del teleriscaldamento a scapito delle caldaie domestiche, comporta, entro il 2023 il raddoppio della produzione di Ossidi di Azoto.

	Anno	Volumetria Teleriscaldato	FE [kg/GWh]	Pth [Gwh]	SO ₂ [t/anno]
I° scenario	2014	58,00	50,45	2.524,64	127,38
II° scenario	2015	59,50	50,45	2.630,39	132,71
III° scenario	2016	61,00	50,45	2.736,23	138,05
IV° scenario	2017	63,10	50,45	2.884,79	148,89
V° scenario	2018	65,10	50,45	3.003,11	156,37
VI° scenario	2019	67,60	50,45	3.145,73	165,14
VII° scenario	2020	68,60	50,45	3.362,00	185,91
VIII° scenario	2021	69,10	50,45	3.659,64	216,95
IX° scenario	2022	70,60	50,45	3.948,64	247,23
X° scenario	2023	72,10	50,45	4.118,61	265,98

Tabella 6.5 – Emissioni evitate dall'ampliamento del teleriscaldamento relative a ogni anno di esercizio - SO₂

Anche l'andamento degli Ossidi di zolfo presenta, per le emissioni evitate, un raddoppio delle stesse.

	Anno	Volumetria Teleriscaldato	FE [kg/GWh]	Pth [Gwh]	PM ₁₀ [t/anno]
I° scenario	2014	58,00	23,24	2.524,64	58,68
II° scenario	2015	59,50	23,24	2.630,39	61,14
III° scenario	2016	61,00	23,24	2.736,23	63,60
IV° scenario	2017	63,10	23,24	2.884,79	68,59
V° scenario	2018	65,10	23,24	3.003,11	72,03
VI° scenario	2019	67,60	23,24	3.145,73	76,08
VII° scenario	2020	68,60	23,24	3.362,00	85,64
VIII° scenario	2021	69,10	23,24	3.659,64	99,94
IX° scenario	2022	70,60	23,24	3.948,64	113,89
X° scenario	2023	72,10	23,24	4.118,61	122,53

Tabella 6.6 – Emissioni evitate dall'ampliamento del teleriscaldamento relative a ogni anno di esercizio - PM₁₀

Sviluppando appieno quanto detto è possibile risalire al bilancio su scala locale dei tre inquinanti per ogni scenario di cogenerazione:

Bilancio Ambientale su scala locale [t/anno]				
	Anno	NO _x	SO ₂	PM ₁₀
I° scenario	2014	298,163	-127,4	-24,6
II° scenario	2015	290,679	-132,7	-26,5
III° scenario	2016	280,746	-138,1	-28,4
IV° scenario	2017	256,545	-148,9	-32,7
V° scenario	2018	241,240	-156,4	-35,5
VI° scenario	2019	222,842	-165,1	-38,9
VII° scenario	2020	196,107	-185,9	-46,4
VIII° scenario	2021	160,856	-217,0	-57,5
IX° scenario	2022	109,223	-247,2	-68,9
X° scenario	2023	66,006	-266,0	-76,4

Tabella 6.7 – Bilancio delle emissioni su scala locale relativo a ogni anno di esercizio - NO_x, SO₂, PM₁₀

Dall'analisi della *Tabella 6.7*, nel caso di produrre calore in cogenerazione da immettere in rete al fine di servire gli utenti collegati al teleriscaldamento, emerge un netto miglioramento ambientale.

Nonostante gli Ossidi di Azoto diano in ogni assetto cogenerativo, un apporto a livello locale, questo si riduce da quasi 300 tonnellate/anno nel 2014, a meno di 70 tonnellate/anno nel 2023.

Situazione migliore soprattutto per gli Ossidi di zolfo che, non essendo contenuti nel combustibile alimentante il sistema di cogenerazione e integrazione e riserva, non fornisce alcun apporto aggiuntivo all'inquinamento ambientale e quindi si riduce di quasi 150 tonnellate/anno dal 2014 al 2023.

Effetto positivo, seppur meno evidente, anche per il particolato PM₁₀ che alla fine del 2023, risulta far risparmiare all'ambiente oltre 50 tonnellate/anno.

Il grafico riportato in *Figura 6.3* dà conferma di quanto appena detto.

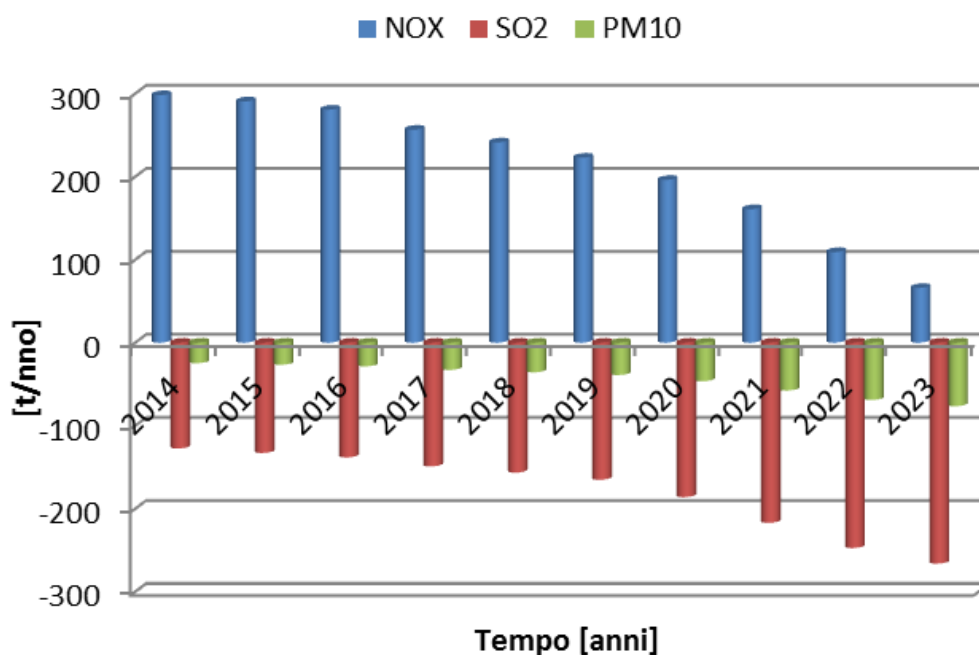


Figura 6.3 – Assetto cogenerativo: Bilancio ambientale su scala locale - NO_x, SO₂, PM₁₀

6.2.2 Assetto cogenerativo: Bilancio ambientale su scala globale

Passando al bilancio ambientale su scala globale, oltre all'energia termica recuperata e trasferita nella rete di teleriscaldamento, è necessario tenere in considerazione dell'energia elettrica cogenerata e immessa nella rete nazionale di alta tensione.

Nella Tabella a seguire, vi sono le emissioni evitate per ogni scenario considerato distinguendo il contributo elettrico da quello termico.

A seguire le emissioni evitate a seguito dello spegnimento delle caldaie domestiche e sostituzione con servizio di teleriscaldamento.

	Anno	Volumetria Teleriscaldato	FE [kg/GWh]	Pth [Gwh]	NO _x [t/anno]
I° scenario	2014	58,00	159,62	2.524,64	402,99
II° scenario	2015	59,50	159,62	2.630,39	419,88
III° scenario	2016	61,00	159,62	2.736,23	436,77
IV° scenario	2017	63,10	159,62	2.884,79	471,08
V° scenario	2018	65,10	159,62	3.003,11	494,71
VI° scenario	2019	67,60	159,62	3.145,73	522,47
VII° scenario	2020	68,60	159,62	3.362,00	588,18
VIII° scenario	2021	69,10	159,62	3.659,64	686,40
IX° scenario	2022	70,60	159,62	3.948,64	782,20
X° scenario	2023	72,10	159,62	4.118,61	841,51

Tabella 6.8 – Emissioni evitate dall'ampliamento del teleriscaldamento relative a ogni anno di esercizio - NO_x

	Anno	Volumetria Teleriscaldato	FE [kg/GWh]	Pth [Gwh]	SO ₂ [t/anno]
I° scenario	2014	58,00	50,45	2.524,64	127,38
II° scenario	2015	59,50	50,45	2.630,39	132,71
III° scenario	2016	61,00	50,45	2.736,23	138,05
IV° scenario	2017	63,10	50,45	2.884,79	148,89
V° scenario	2018	65,10	50,45	3.003,11	156,37
VI° scenario	2019	67,60	50,45	3.145,73	165,14
VII° scenario	2020	68,60	50,45	3.362,00	185,91
VIII° scenario	2021	69,10	50,45	3.659,64	216,95
IX° scenario	2022	70,60	50,45	3.948,64	247,23
X° scenario	2023	72,10	50,45	4.118,61	265,98

Tabella 6.9 – Emissioni evitate dall'ampliamento del teleriscaldamento relative a ogni anno di esercizio - SO₂

Anche l'andamento degli Ossidi di zolfo presenta, per le emissioni evitate, un raddoppio delle stesse.

	Anno	Volumetria Teleriscaldato	FE [kg/GWh]	Pth [Gwh]	PM ₁₀ [t/anno]
I° scenario	2014	58,00	23,24	2.524,64	58,68
II° scenario	2015	59,50	23,24	2.630,39	61,14
III° scenario	2016	61,00	23,24	2.736,23	63,60
IV° scenario	2017	63,10	23,24	2.884,79	68,59
V° scenario	2018	65,10	23,24	3.003,11	72,03
VI° scenario	2019	67,60	23,24	3.145,73	76,08
VII° scenario	2020	68,60	23,24	3.362,00	85,64
VIII° scenario	2021	69,10	23,24	3.659,64	99,94
IX° scenario	2022	70,60	23,24	3.948,64	113,89
X° scenario	2023	72,10	23,24	4.118,61	122,53

Tabella 6.10 – Emissioni evitate dall'ampliamento del teleriscaldamento relative a ogni anno di esercizio - PM₁₀

	Anno	Volumetria Teleriscaldato	FE [kg/GWh]	Pth [Gwh]	CO ₂ [t/anno]
I° scenario	2014	58,00	199.800	2.524,64	504.422
II° scenario	2015	59,50	199.800	2.630,39	525.552
III° scenario	2016	61,00	199.800	2.736,23	546.699
IV° scenario	2017	63,10	199.800	2.884,79	589.638
V° scenario	2018	65,10	199.800	3.003,11	619.222
VI° scenario	2019	67,60	199.800	3.145,73	653.971
VII° scenario	2020	68,60	199.800	3.362,00	736.213
VIII° scenario	2021	69,10	199.800	3.659,64	859.155
IX° scenario	2022	70,60	199.800	3.948,64	979.072
X° scenario	2023	72,10	199.800	4.118,61	1.053.309

Tabella 6.11 – Emissioni evitate dall'ampliamento del teleriscaldamento relative a ogni anno di esercizio - CO₂

A seguire le emissioni evitate a seguito dello spegnimento di centrali elettriche tradizionali su territorio nazionale.

	Anno	FE [kg/GWh]	Pel [Gwh]	NO _x [t/anno]
I° scenario	2014	943	6.345	5.982,96
II° scenario	2015	943	6.366	6.002,84
III° scenario	2016	943	6.387	6.022,50
IV° scenario	2017	943	6.411	6.045,83
V° scenario	2018	943	6.432	6.064,96
VI° scenario	2019	943	6.453	6.085,57
VII° scenario	2020	943	6.755	6.370,09
VIII° scenario	2021	943	7.279	6.863,75
IX° scenario	2022	943	7.618	7.184,07
X° scenario	2023	943	7.716	7.276,09

Tabella 6.12 – Emissioni evitate dalla sostituzione di una centrale elettrica tradizionale relative a ogni anno di esercizio - NO_x

	Anno	FE [kg/GWh]	Pel [Gwh]	SO ₂ [t/anno]
I° scenario	2014	29	6.345	183,99
II° scenario	2015	29	6.366	184,60
III° scenario	2016	29	6.387	185,21
IV° scenario	2017	29	6.411	185,93
V° scenario	2018	29	6.432	186,52
VI° scenario	2019	29	6.453	187,15
VII° scenario	2020	29	6.755	195,90
VIII° scenario	2021	29	7.279	211,08
IX° scenario	2022	29	7.618	220,93
X° scenario	2023	29	7.716	223,76

Tabella 6.13– Emissioni evitate dalla sostituzione di una centrale elettrica tradizionale relative a ogni anno di esercizio - SO₂

	Anno	FE [kg/GWh]	Pel [Gwh]	PM ₁₀ [t/anno]
I° scenario	2014	600	6.345	3.806,76
II° scenario	2015	600	6.366	3.819,41
III° scenario	2016	600	6.387	3.831,92
IV° scenario	2017	600	6.411	3.846,76
V° scenario	2018	600	6.432	3.858,93
VI° scenario	2019	600	6.453	3.872,05
VII° scenario	2020	600	6.755	4.053,08
VIII° scenario	2021	600	7.279	4.367,18
IX° scenario	2022	600	7.618	4.570,99
X° scenario	2023	600	7.716	4.629,54

Tabella 6.14 – Emissioni evitate dalla sostituzione di una centrale elettrica tradizionale relative a ogni anno di esercizio – PM₁₀

	Anno	FE [kg/GWh]	Pel [Gwh]	CO ₂ [t/anno]
I° scenario	2014	675.000	6.345	4.282.605
II° scenario	2015	675.000	6.366	4.296.834
III° scenario	2016	675.000	6.387	4.310.908
IV° scenario	2017	675.000	6.411	4.327.610
V° scenario	2018	675.000	6.432	4.341.299
VI° scenario	2019	675.000	6.453	4.356.054
VII° scenario	2020	675.000	6.755	4.559.713
VIII° scenario	2021	675.000	7.279	4.913.073
IX° scenario	2022	675.000	7.618	5.142.365
X° scenario	2023	675.000	7.716	5.208.233

Tabella 6.15 – Emissioni evitate dalla sostituzione di una centrale elettrica tradizionale relative a ogni anno di esercizio - CO₂

Si giunge quindi al bilancio ambientale, sottraendo le emissioni evitate a quelle apportate:

Bilancio Ambientale su scala globale [t/anno]					
	Anno	NO _x	SO ₂	PM ₁₀	CO ₂
I° scenario	2014	- 5.684,80	- 311,37	- 3.831,36	- 2.371.127
II° scenario	2015	- 5.712,16	- 317,32	- 3.846,10	- 2.380.326
III° scenario	2016	- 5.741,75	- 323,26	- 3.860,36	- 2.370.484
IV° scenario	2017	- 5.789,29	- 334,82	- 3.879,70	- 2.396.445
V° scenario	2018	- 5.823,72	- 342,88	- 3.894,46	- 2.385.072
VI° scenario	2019	- 5.862,73	- 352,29	- 3.911,33	- 2.414.298
VII° scenario	2020	- 6.173,98	- 381,81	- 4.099,46	- 2.531.532
VIII° scenario	2021	- 6.702,89	- 428,03	- 4.425,25	- 2.819.334
IX° scenario	2022	- 7.113,62	- 468,17	- 4.639,87	- 2.958.059
X° scenario	2023	- 7.252,81	- 489,74	- 4.706,78	- 3.076.253

Tabella 6.16 – Bilancio ambientale su scala globale relativo a ogni anno di esercizio - NO_x, SO₂, PM₁₀, CO₂

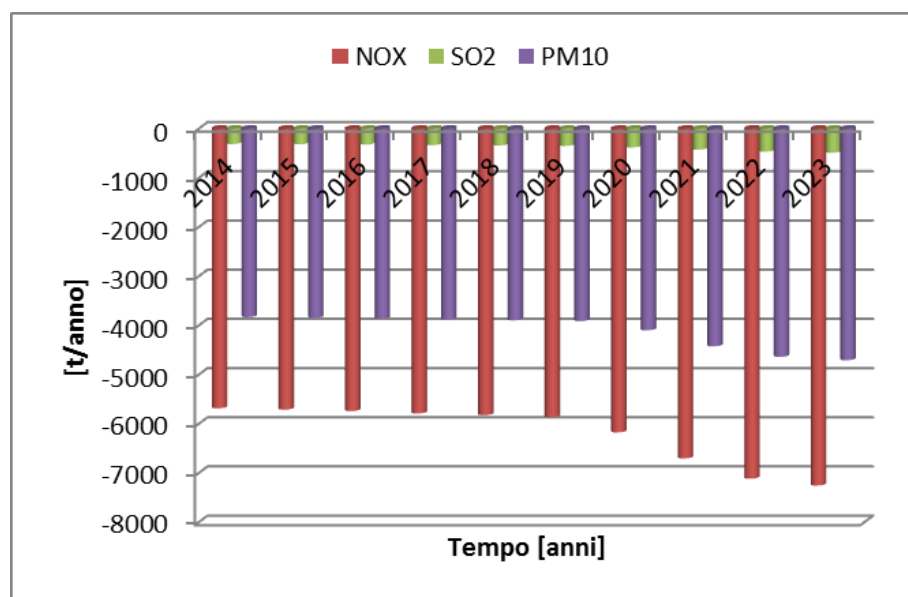


Figura 6.17 - Bilancio ambientale su scala globale – singoli contributi di NO_x, SO₂ e PM₁₀

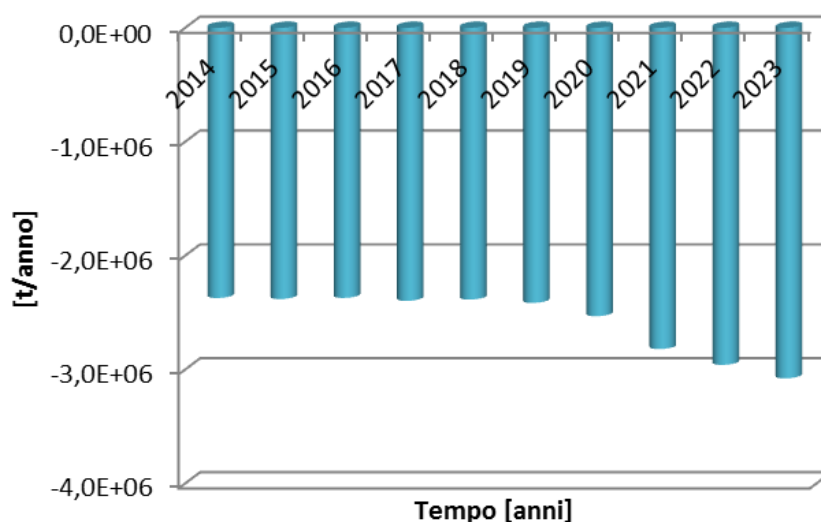


Figura 6.18 – Bilancio ambientale su scala globale – singolo contributo di CO₂

6.3 Conclusioni sul bilancio ambientale: Elettrico vs. Cogenerativo

Con la finalità di riassumere i risultati dei bilanci ambientali ottenuti, si andranno a confrontare direttamente le emissioni evitate rappresentative dell’assetto elettrico e quelle rappresentative dei vari scenari cogenerativi.

Appare chiaro come l’ampliamento del teleriscaldamento, sia su scala locale, sia su scala globale, apporta un contributo in termini di bilancio ambientale. Questo vuole dire che, promuovere l’espansione del teleriscaldamento in sostituzione alle caldaie domestiche da un lato e alle centrali elettriche tradizionali dall’altro, risulta apportare benefici a livello di inquinanti in atmosfera.

Soprattutto su scala globale, per ogni macroinquinante considerato (NO_x, SO₂, PM₁₀, CO₂), vi è la possibilità di ridurre il carico di inquinanti.

Importante riduzione per gli Ossidi di Azoto sulla scala locale, che sebbene comportano un aumento di concentrazione in atmosfera, questa si dimezza.

Sulla base di questi risultati si andranno a valutare i Costi esterni delle emissioni e la caratterizzazione al suolo degli inquinanti al suolo.

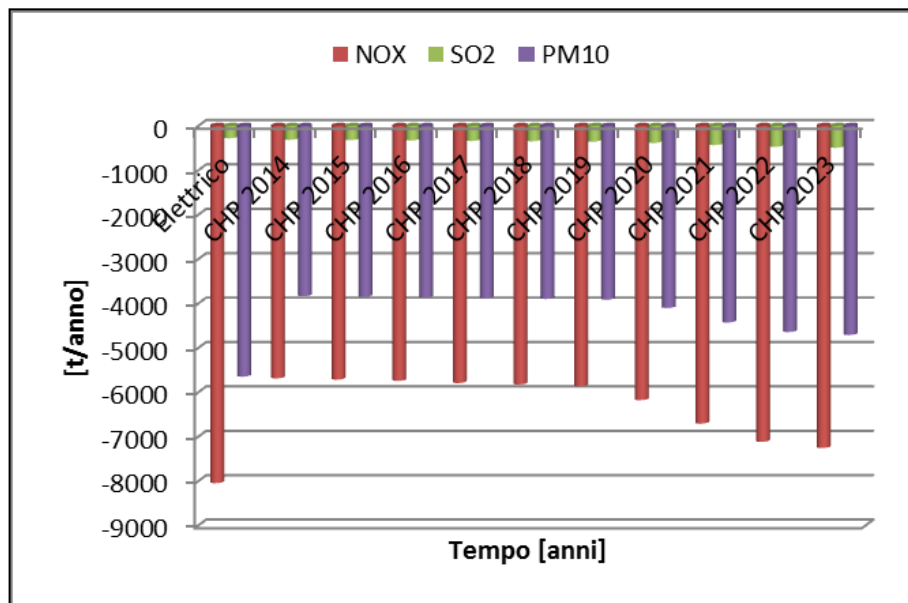


Figura 6.19 – Bilancio ambientale su scala globale – singolo contributo di NO_x, SO₂, PM₁₀,
Assetto cogenerativo vs. Assetto elettrico

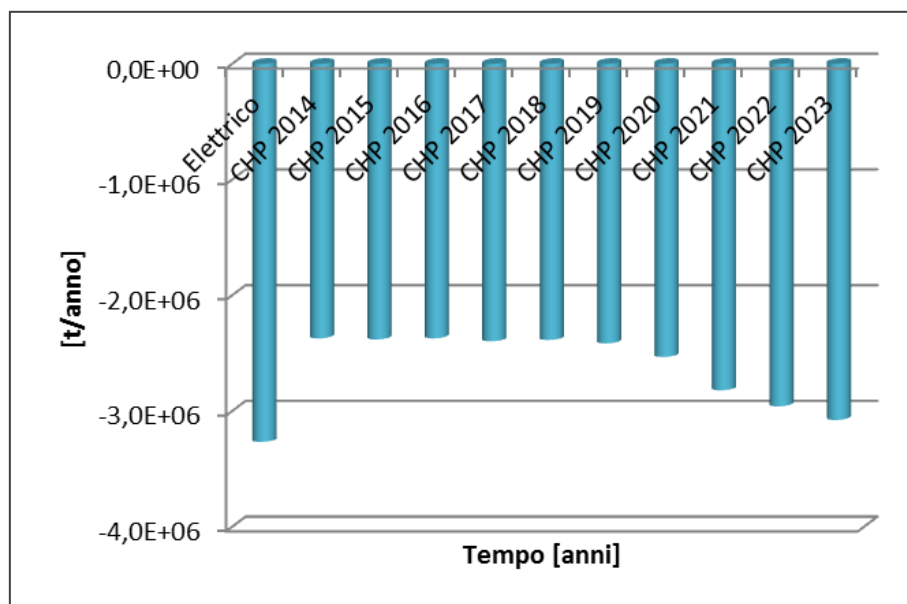


Figura 6.20 – Bilancio ambientale su scala globale – singolo contributo di CO₂
Assetto cogenerativo vs. Assetto elettrico

VALUTAZIONE MONETARIA DELL'IMPATTO AMBIENTALE: metodo

7.0 Introduzione

Nel presente capitolo si tradurrà in termini monetari il danno ambientale che il sistema produttivo alimentante la rete di teleriscaldamento arreca al territorio. Tale danno sarà stimato utilizzando le esternalità proposte dall'Unione Europea nel progetto ExternE (2005). Il concetto di esternalità è un tema in forte sviluppo, a causa dell'intensificarsi degli impatti ambientali locali e il manifestarsi di cambiamenti dell'ambiente su scala globale.

Precisamente in questo capitolo si illustreranno i seguenti aspetti:

- Concetto di esternalità;
- Problemi associati alla valutazione monetaria delle esternalità;
- Cenni teorici della metodologia rigorosa espressa dall'ExternE
- Metodologia semplificata applicata per la valutazione delle esternalità;
- Applicazione delle esternalità per il calcolo del danno ambientale arrecato a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento;

La valutazione monetaria sarà affrontata su due dimensioni territoriali: scala locale e globale.

7.1 Definizione delle esternalità

Il forte incremento dei consumi energetici associato alla crescita delle economie ha comportato, negli ultimi decenni, l'intensificarsi degli impatti ambientali locali e il manifestarsi di cambiamenti dell'ambiente su scala globale.

Per esempio l'inquinamento atmosferico provoca notevoli danni alla salute umana, alla flora e fauna e ai materiali. Questi impatti sono per lo più esternalità, ovvero sono quegli impatti che non si riflettono nei prezzi di mercato e provocano una forma di fallimento del mercato. Precisamente l'esternalità, nota anche come costo esterno, si manifesta quando l'attività di una persona o di un'impresa influenza il benessere di un'altra persona o di un'altra impresa senza che quest'ultima abbia avuto un ruolo decisionale nell'attività stessa.

Le esternalità possono essere o negative o positive:

- L'esternalità negativa è un costo che un individuo o un'impresa impone a terzi a fronte del quale non è previsto alcun risarcimento; altre condizioni di esternalità negativa evidenziate dalla letteratura sono: che l'esternalità sia un effetto non intenzionale di un'attività comunque legittima (Mishan, 1971); che l'agente che causa il danno non compensi il danneggiato (Baumol e Oates, 1988), come gli scarichi delle automobili che producono smog, che viene respirato anche da chi non compra o vende automobili.
- L'esternalità positiva è un beneficio che un individuo o un'impresa producono ad altri senza ricevere alcun compenso, per esempio un agricoltore che, coltivando, migliora il paesaggio non riceve nessun beneficio.

Il problema principale delle esternalità negative è che chi è responsabile del danno ambientale non sta pagando i costi e quindi si ha il fallimento dei mercati per rimediare.

Sulla base del principio di internalizzazione delle esternalità, ovvero quello di includere nel mercato i costi legati alla tutela dell'ambiente, l'economia di mercato ha cercato di

affrontare e risolvere diversi fenomeni di inquinamento, tuttavia, ci sono diverse difficoltà:

- identificazione e conoscenza del danno;
- quantificazione del danno;
- come prevenire/ rimuovere/compensare?
 - Individuare l'esistenza di esternalità;
 - quantificare le esternalità;
 - in che modo dovrebbero essere internalizzate le esternalità?

7.2 Cenni teorici della metodologia rigorosa espressa dall'ExternE

La metodologia applicata nel progetto ExternE, per il calcolo rigoroso delle esternalità, è la cosiddetta **Impact-Pathway-Approach**, che fu sviluppata proprio con questo progetto. La valutazione dell'impatto si sviluppa con un approccio bottom-up, che permette di stimare i benefici ambientali ed i costi, seguendo il percorso dalla fonte delle emissioni fino ad arrivare alle modifiche che esse arrecano alla qualità dell'aria, del suolo e delle acque.

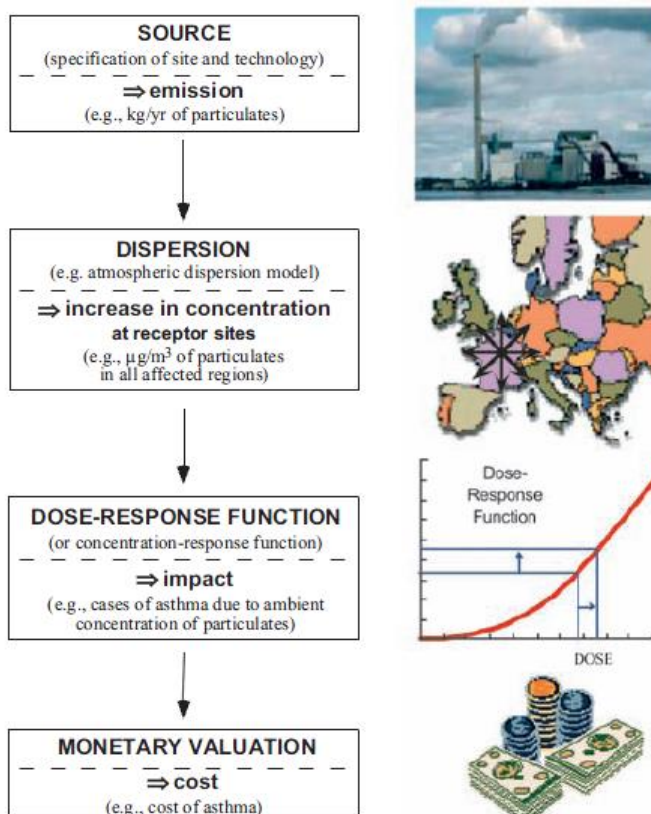


Figura 7.1 - Approccio Impact-Pathway-Approach. Fonte: ExternE, 2005

In prima istanza è necessaria una definizione delle attività e lo scenario di fondo in cui è introdotta l'attività, con annessa la classificazione delle categorie d'impatto e delle esternalità; poi si passa alla stima degli impatti o effetti dell'attività (in unità fisiche), quale può essere la conseguenza che hanno sull'uomo, con l'ausilio di modelli dose-risposta.

In generale, gli impatti assegnati dell'attività sono la differenza tra gli impatti dello scenario con e lo scenario senza l'attività (derivanti da un bilancio ambientale).

Si passa alla monetizzazione degli impatti in particolare per alcuni di essi (colture e materiali), possono essere utilizzati i prezzi di mercato per valutare i danni. Tuttavia per beni non di mercato, come i danni alla salute umana, la valutazione è possibile solo sulla base della willingness to pay (WTP), ovvero l'importo massimo che una persona sarebbe disposta a pagare al fine di ricevere un bene o di evitare qualcosa di indesiderato, come l'inquinamento o sulla willingness to accept (WTA), che è l'importo minimo che un individuo è disposto a ricevere per rinunciare ad un bene o per accettare qualcosa di indesiderato.

Lo scopo del Progetto ExternE è proprio di valorizzare i costi esterni. Fino ad ora, valutazioni dei costi esterni sono stati principalmente applicati a quelle attività connesse con l'energia, come attività di combustione, e delle attività connesse ai trasporti di persone e merci, ma l'attenzione ora è stata ampliata e la metodologia è stata estesa ad altre attività come ai diversi processi industriali.

Ci sono diversi modi per tener conto del costo per l'ambiente e la salute, cioè per 'internalizzare' i costi esterni. Una possibilità potrebbe essere via *eco-tasse*, cioè tassando i combustibili dannosi e le tecnologie in base ai costi esterni causati. Per esempio, il costo esterno che nasce a causa della produzione di energia elettrica da carbone dovrebbe essere preso in considerazione nella bolletta elettrica.

Un'altra soluzione potrebbe essere quella di *incoraggiare o sovvenzionare tecnologie più pulite* evitando così i costi socio-ambientali. Per confrontare le varie tecnologie o valutare le politiche adottate, bisogna capire se un insieme di impatti e di costi derivanti dalle tecnologie adottate o dalle politiche adottate sono migliori o peggiori di un altro insieme di decisioni prese in considerazione. Tuttavia fare ciò non è affatto

semplice e prima di effettuare tale paragone questi impatti devono essere trasformati in una unità comune.

Le **categorie d'impatto** di cui tiene conto la metodologia possono essere così raggruppate:

- I. Impatto ambientale
- II. Effetti di riscaldamento climatico globale
- III. Eventi incidentali.

I principi fondamentali su cui si basa tale metodologia sono i seguenti:

- 1) Si tratta di una valutazione ponderata degli impatti che, per quanto possibile, è eseguita **utilizzando dati quantitativi e procedure**. La ragione è che solo algoritmi quantitativi possono garantire la necessaria trasparenza e riproducibilità dei risultati;
- 2) L'unità comune in cui si trasformano gli impatti è in **termini monetari** per poter agevolmente internalizzare i costi esterni con le tasse;
- 3) Al fine di pesare l'importanza relativa degli impatti si ascoltano le **preferenze della popolazione** (campione rappresentativo) colpita dalle esternalità e ben informata sulla questione, conscia cioè del cambiamento positivo o negativo che arreca un dato evento;
- 4) I costi esterni dipendono devono essere **contestualizzati in termini di tempo e luogo**. Ad esempio, se le emissioni di inquinanti atmosferici si verificano in un'area densamente popolata, la salute di un maggior numero di persone è a rischio rispetto a un sito a minor densità demografica in cui la stessa quantità di inquinanti è emessa. Solo un dettagliato calcolo bottom-up permette una valutazione stretta della dipendenza di sito, tempo e scelta tecnologia. Tuttavia ci sono lacune e incertezze.

7.3 Metodologia semplificata applicata per la valutazione delle esternalità

Ai fini del nostro studio non è necessario entrare in merito a un'analisi così dettagliata come appena mostrato. In alternativa si usa un approccio più semplice e trasparente, basato su distribuzione log-normale e intervalli di confidenza (moltiplicativi Slob, 1994; Rabl e Spadaro, 1999).

È possibile osservare che il calcolo consiste essenzialmente nel prodotto di fattori e che l'incertezza del risultato è approssimabile con una curva log-normale; pertanto è sufficiente precisare il valore medio e la deviazione standard o, equivalentemente, gli intervalli di confidenza moltiplicativi sulla curva media (che di solito è abbastanza vicino alla mediana).

Rispetto a un'analisi con metodo Monte Carlo, l'approccio log-normale, produce risposte semplici e caratteristiche di più facile interpretazione e applicazione.

Passiamo ora a descrivere il metodo semplificato proposto da Rabl e Spadaro per mezzo di assunzioni su equazioni caratteristiche: il punto di partenza è quindi capire quali siano le equazioni di riferimento, atte alla descrizione economica degli impatti ambientali, dalle quali si è sviluppato lo studio.

7.3.1 Equazioni di riferimento

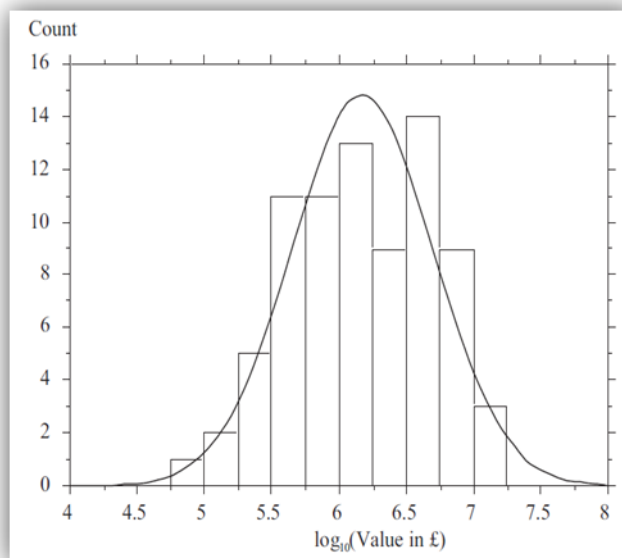
Le principali equazioni trattate di seguito possono essere così schematizzate:

- **$I(q)$ = tasso di incidenza di un inquinante (7.1);**
- **D = danno arrecato dall'impatto (7.2);**
- **C = Costo dei danni (7.3 – 7.4 – 7.5);**
- **E = esposizione per quantità di inquinante emesso (7.6 – 7.7).**

Tasso di incidenza di un inquinante ' $I(q)$ '

Se la Funzione Dose - Risposta (DRF) è espressa in termini di concentrazioni ($\mu\text{g}/\text{m}^3$), essa può essere trascritta come una Funzione di Concentrazione - Risposta (CRF) tenendo implicitamente in considerazione l'assorbimento dell'inquinante nel corpo. Queste Funzioni Concentrazione - Risposta, relative all'inquinamento atmosferico, sono determinate da studi epidemiologici che utilizzano analisi statistiche. Le correlazioni tra inquinamento e impatto sulla salute (chiamato end-point) si chiamano associazioni.

Figura 7. 2 - Esempio di curva log-normale



È quindi possibile scrivere il tasso d'incidenza di un agente inquinante, basandosi sull'equazione (4.3) nella forma:

$$I(q) = \int dx \int dy \rho(x) s_{CR}(x) C_{air}(x, q)$$

Equazione 7. 1 - Tasso di incidenza di un agente inquinante

$I(q)$ [casi/anno] = tasso di incidenza

q [kg/s] = portata di emissione di inquinanti

$C_{air}(x, q)$ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$] = aumento della concentrazione in un punto $x = (x, y)$ a causa della emissione q

$\rho(x)$ [abitanti/ m^2] = densità di recettori (popolazione, edifici, raccolti, ...) in x

$s_{CR}(x)$ [(casi/anno) / (recettore • ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)))] = pendenza della CRF in x

Per la salute, la Funzione Concentrazione – Risposta (CRF), adottata da ExternE, è lineare e la concentrazione di inquinante $C_{air}(x, q)$ dovrebbe essere calcolata su media annua.

Per trend non-lineari la CRF dovrebbe essere utilizzata separatamente per differenti intervalli di concentrazione. Per i calcoli numerici l'integrale è sostituito da una sommatoria.

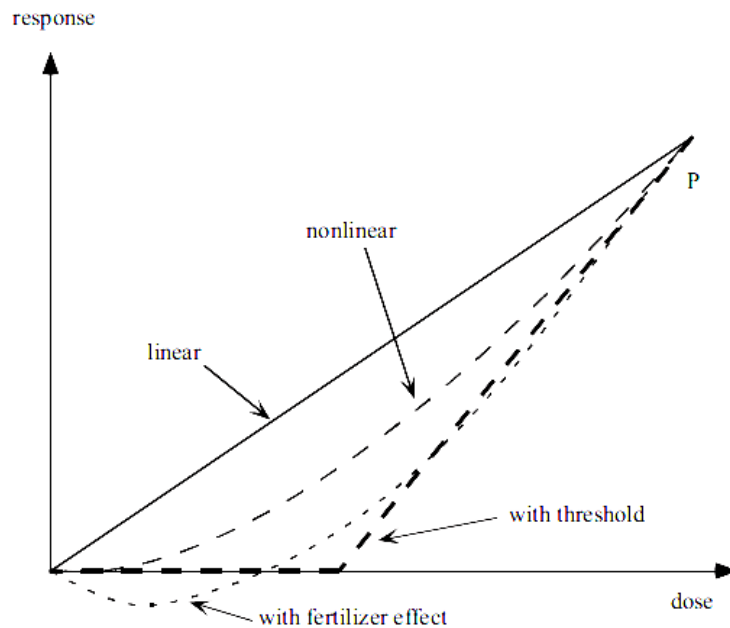


Figura 7.3 – Dose-Risposta

Danno arrecato dall'impatto 'D'

L'impatto per quantità emessa è il rapporto di I e q , espresso dal simbolo D , indica il danno arrecato [casi/kg emesso]):

$$D = I(q) / q$$

Equazione 7.2 *Impatto per quantità emessa*

Costo dei danni 'C'

Moltiplicando per il costo unitario p [€/caso], si ottiene il costo totale dei danni C in €/kg per l'impatto in questione.

$$C = D * p$$

Equazione 7.3 - Costo dei danni

Si noti che, per la concentrazione di inquinanti primari, l'aumento di $C_{air}(x, q)$ è proporzionale all'incremento dell'emissione q e quindi del costo, mentre il termine D esprime i danni, indipendentemente dal valore di q .

Per gli inquinanti secondari, in particolare O_3 e nitrati, la relazione può essere non-lineare.

Il costo totale del danno arrecato dall'inquinante si ottiene sommando le C_j di ogni singolo

impatto causato da questo tipo di inquinante (per la salute dei vari impatti sono chiamati end-point).

$$C = \sum_j C_j = \sum_j D_j * p_j$$

Equazione 7.4 - Costo totale dei danni

Oltre il 95% del costo totale dei danni quantificato da ExternE (per ciascun inquinante con

l'eccezione di O_3 e di gas a effetto serra) è dovuta agli impatti sulla salute.

Esposizione per quantità di inquinante emesso 'E'

Poiché la pendenza della retta relativa alla Funzione Concentrazione – Risposta, ossia il termine precedentemente espresso come $S_{CR} [(casi/anno) / (recettore \bullet (\mu g/m^3))]$, per gli effetti sulla salute, è assunto indipendente da x , può essere portato fuori dall'integrale; si riscrive il tasso di incidenza di un agente inquinante $I(q)$

$$I(q) = s_{CR}(x) \int dx \int dy \rho(x) C_{air}(x, q)$$

Equazione 7.5 - Tasso di incidenza di un agente inquinante

Se si introduce ora il termine E = (esposizione per quantità di inquinante emessa), basterà dividere l'integrale appena espresso per il tasso di emissione:

$$E = [\int dx \int dy \rho(x) C_{air}(x, q)] / q$$

Equazione 7. 6 - Esposizione per quantità di inquinante emessa

Così, per gli impatti sulla salute, il costo del danno può essere scritto come:

$$C = E \sum_j S_{CRj} p_j$$

Equazione 7. 7 - Costo del danno per la salute umana

Poiché **E** implica l'integrazione di una funzione complicata, la sua incertezza è difficile da valutare.

Tuttavia, come mostrato nella sezione seguente, è molto semplice l'approssimazione con un "modello del mondo uniforme" che permetta di ottenere risultati per situazioni particolari.

7.3.2 Il “modello del mondo uniforme” (UWM)

Con questo modello l'incertezza può essere stimata con una formula esplicita.

Il metodo ‘UWM’ è trasparente e mostra in sintesi il ruolo dei parametri più importanti dell'analisi dell'impatto.

Assume validità per punti di emissione (camini) situati a quote elevate dal suolo, in cui la distribuzione, sia delle fonti che dei recettori, è uniforme e i principali parametri atmosferici non variano con la posizione.

È conveniente esprimere la concentrazione in termini di flusso $F_{dep}(x, q)$, definito come tasso di rimozione dell'inquinante dall'atmosfera per mezzo di deposizione secca e/o umida [$\mu g/(m^2 \cdot s)$].

$$F_{dep}(x, q) = C_{air}(x, q) * v_{dep}(x)$$

Equazione 7. 8 - Flusso di deposizione di inquinante dall'atmosfera

Dove $v_{dep}(x)$ [m/s] = velocità di deposizione totale (secco più umido).

In virtù del principio di conservazione della massa, l'integrale del flusso di deposizione è uguale al tasso di emissioni ' q ':

$$q = \int dx \int dy F_{dep}(x, q)$$

Equazione 7. 9 - Tasso di emissione come integrale di flusso de deposizione

Sostituendo la concentrazione $C_{air}(x, q)$, ottenuta con la definizione precedente, nell'equazione del tasso di incidenza, si ottiene:

$$I(q) = \int dx \int dy \rho(x) S_{CR}(x) F_{dep}(x, q) / v_{dep}(x)$$

Equazione 7. 10 - Tasso di incidenza con parametri di deposizione

valutabile in forma chiusa se $S_{cr}(x)$, $V_{dep}(x)$ e $\rho(x)$ sono indipendenti dalla variabile spaziale (x) e hanno valori costanti.

Per mezzo dell'integrale può quindi essere espresso il danno ' D_{uni} ' ("danno nel mondo uniforme"):

$$D_{uni} = S_{cr} * \rho / V_{dep}$$

Equazione 7. 11 - Danno nel mondo uniforme

Se si considera l'analisi dimensionale di ogni singolo termine, il 'danno nel mondo uniforme', assume le dimensioni di *Casi/kg inquinante*.

Considerando ulteriormente il valore relativo a ogni caso epidemiologico (€/Caso), derivante da studi medici specifici, sulla base delle assunzioni fatte dal modello semplificato, è stato possibile riassumere nel diagramma seguente la valutazione economica del costo esterno, per diversi inquinanti, mediante l'approccio Impact-Pathway.

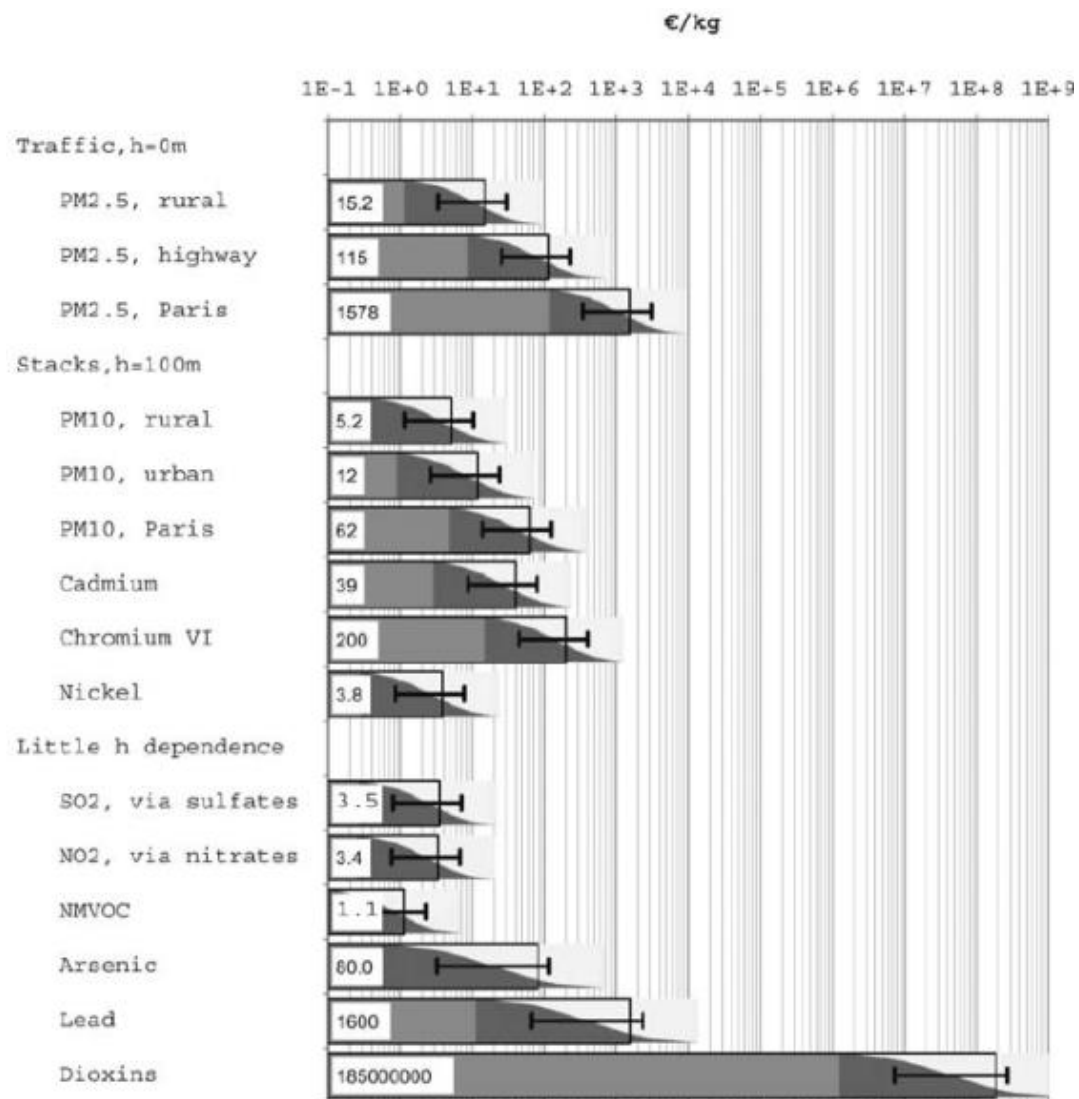


Figura 7.4 - Costi esterni per ogni tipo di inquinante

Le barre indicano il 68% di intervallo di confidenza su una scala logaritmica, essi sono simmetrici attorno alla mediana. Le barre bianche indicano la media che è più grande della mediana. La curva grigia indica la probabilità che il vero costo sia al di sopra di un valore determinato. Fonte: ExternE, 2005

Da quanto si evince, sono state raggruppate tre tipologie di inquinanti:

- *Inquinanti da traffico*: $PM_2 - PM_{10}$, valutati al suolo ($h = 0$ m);
- *Inquinanti da camino*: $PM_{10} - Cd - Cr^{VI} - Ni$, valutati a una quota da terra di 100 m;

- *Inquinanti indipendenti dalla posizione della sorgente:* SO₂ – NO₂ – As – Diossine.

Per ognuno di essi è stato valutato il costo esterno espresso come euro da pagare per ogni kg di inquinante riversato in atmosfera; avendo già introdotto l'importanza cruciale di un'analisi di sensitività dei dati sperimentali, si nota che, per ogni singolo valore (su scala logaritmica) è associato un range (espresso dal tratto nero) all'interno del quale ricade la probabilità del 68% che il valore effettivo sia maggiore del valore medio.

Questo approccio è stato applicato con successo sulla salute umana ma in altri contesti non può essere pienamente applicato poiché i dati disponibili alla valutazione mancano (ad esempio stima di acidificazione ed eutrofizzazione degli ecosistemi) o l'impatto è limitato alle persone fisiche (ad esempio il riscaldamento globale).

Ai fini dello studio delle esternalità si è fatto riferimento ai seguenti valori estrapolati dal grafico appena mostrato:

- PM₁₀ Urbano
- NO₂
- SO₂
- CO₂

7.4 Assunzioni e limiti adottati nella valutazione economica delle esternalità

È stato necessario porre limiti ben definiti per la scelta del dettaglio di analisi:

- 1) Le valutazioni monetarie delle esternalità hanno interessato il processo a valle del ciclo termico delle centrali di cogenerazione, integrazione e riserva, ossia, si sono tenuti in conto la sola gestione dell'energia termica e dell'energia elettrica immesse in rete, senza aver cura di quanto avvenisse a monte del processo. In

pratica si è partiti dal principio che le centrali sono attive e funzionanti, la finalità unica è gestire, in ambito monetario, l'impatto dei fumi uscenti a camino, soppesato dal recupero energetico degli stessi.

2) Si sono bilanciate le esternalità negative, derivanti dalle emissioni delle centrali cogenerative, con le esternalità positive dovute, da un lato, alla sostituzione delle caldaie di riscaldamento con il servizio del teleriscaldamento (su scala locale) e, dall'altro lato, alla sostituzione delle caldaie di riscaldamento con servizio di teleriscaldamento e alle centrali elettriche su territorio nazionale (su scala globale).

3) I parametri di confronto, così come visto nel bilancio ambientale, sono:

- Assetto elettrico vs. Assetto cogenerativo;
- Assumendo l'assetto cogenerativo, vari scenari di ampliamento della rete di teleriscaldamento dei vari comuni (vedi Cap. 3-4);

4) Scala geografica:

- a. Da un lato vi è una macro scala che interessa il sistema di dispacciamento elettrico che si estende su un territorio piuttosto ampio (vedi Cap. 3-4) la cui finalità è fornire elettricità nella rete nazionale, spegnendo centrali elettriche obsolete;
- b. Dal lato opposto una micro scala che investe i comuni limitrofi alle centrali cogenerative per i quali è erogato il servizio di teleriscaldamento in cambio dello spegnimento delle proprie caldaie.

Questa distinzione è da tenere in considerazione essendo che si vanno a confrontare realtà territoriali diverse: se da un lato, per il cittadino medio italiano (macro scala), l'introduzione degli impianti di cogenerazione appare un vantaggio unidirezionale (utilizzo della corrente elettrica immessa in rete con spegnimento di centrali elettriche obsolete), dall'altro, mettendosi nei panni del cittadino medio risiedente presso i comuni delle immediate vicinanze delle centrali di cogenerazione, integrazione e riserva (Grugliasco, Moncalieri, Nichelino e Torino), ci si rende subito conto che le cose sono meno favorevoli.

In questo secondo caso, infatti, l'aspetto positivo deve essere ricercato nel solo servizio di teleriscaldamento. Nonostante sia certamente vero che il peso delle esternalità è diverso secondo la localizzazione dei soggetti recettori (maggiore o minore esposizione), il valore calcolato è mediato, o meglio, rappresenta l'integrale del flusso emissivo complessivo, sull'effetto degli scenari.

I dati, che servono per la valutazione dell'impatto ambientale causato dall'ampliamento del teleriscaldamento, fanno

riferimento a:

- Area urbana,
- Altezza di stack $h_s = 100$ m

	[€/Kg]	[€/t]
Polveri	12	12.000,00
NO₂	3,4	3.400,00
SO₂	3,5	3.500,00
CO₂	0,019	19,00

Tabella 7. 1 - Esternalità. Fonte: ExterneE

Appare subito evidente, dalla tabella delle esternalità tratta dall' ExterneE, la netta differenza del valore della CO₂ (9 €/t), rispetto ai tre inquinanti PM₁₀ (12'000 €/t), NO₂ (3'400€/t) ed SO₂ (3'500 €/t) di tre ordini di grandezza.

Ciò tuttavia non è anomalo se si pensa che, in termini quantitativi, la CO₂ non sia confrontabile con i tre inquinanti siccome le quantità in emissione di tale parametro sono tre ordini di grandezza superiore.

Alla fine sarà effettuata una valutazione economica che, in termini di ordini di grandezza, metterà allo stesso livello CO₂, PM₁₀, NO₂ ed SO₂.

L'impatto ambientale, tradotto in termini monetari, provocato da un impianto ambientale delle centrali, su base annua, è calcolato con la seguente equazione:

$$\text{Costi } [\text{€}/\text{y}] = \text{Esternalità } [\text{€}/\text{t}] * \text{Emissione } [\text{t}/\text{y}]$$

Equazione 7. 12 - Impatto ambientale tradotto in termini monetari

Per "Emissione" si intende il valore ottenuto con il bilancio ambientale (capitoli 5 - 6), in base ai vari scenari considerati.

Capitolo 8

VALUTAZIONE DELLE ESTERNALITA': CONCLUSIONI

8.0 Introduzione

Nel presente capitolo si trarranno le prime conclusioni sulle esternalità generate dall'impatto ambientale esistente a seguito dello sviluppo del teleriscaldamento in abbinamento a centrali cogenerative.

8.1 Valutazione monetaria su scala locale

Una prima applicazione della valutazione del danno ambientale è stata formulata nell'ipotesi di cogenerazione, in altre parole nel caso in cui sia prodotta energia termica destinata a soddisfare esigenze locali mediante una rete di teleriscaldamento ed energia elettrica da immettere nella rete elettrica nazionale; ai fini della valutazione monetaria su scala locale si considera la sola energia termica immessa in rete che rappresenta il "tampone" per le esternalità negative derivanti dalle emissioni degli impianti alimentanti la rete di teleriscaldamento.

L'equazione di riferimento è la 7.15 applicata agli inquinanti PM_{10} , NO_2 ed SO_2 .

Così come nel bilancio ambientale (Capitolo 6), anche in questo capitolo, si analizzeranno separatamente i singoli inquinanti e per ognuno di essi saranno messi a

confronto i dieci scenari individuati in precedenza, in funzione dell'ipotesi di allacciamento alla rete di teleriscaldamento considerata.

Per chiarezza, i costi sociali aggiunti o evitati grazie all'ampliamento del teleriscaldamento si traducono rispettivamente in valori economici con segno negativo, indice di esternalità positiva e valori economici con segno positivo, indicativi di esternalità negativa. Prima di addentrarsi nell'analisi sopra mostrata, si riporta il contributo economico delle esternalità negative in termini percentuali apportato dalle centrali di cogenerazione, integrazione e riserva.

	2014	2015	2016	2017	2018
Gennaio	€ 322.982,25	€ 326.916,79	€ 330.457,35	€ 335.536,48	€ 339.522,38
Febbraio	€ 279.729,94	€ 284.040,79	€ 287.500,96	€ 292.334,89	€ 296.094,93
Marzo	€ 261.748,32	€ 267.455,14	€ 271.166,17	€ 276.880,59	€ 281.482,44
Aprile	€ 202.648,76	€ 205.570,02	€ 207.618,10	€ 210.820,61	€ 213.475,28
Maggio	€ 142.874,22	€ 143.619,18	€ 144.216,02	€ 145.222,72	€ 146.116,24
Giugno	€ 80.972,40	€ 80.137,28	€ 80.406,48	€ 80.858,77	€ 81.355,21
Luglio	€ 138.892,46	€ 139.131,72	€ 139.393,06	€ 139.772,01	€ 140.256,19
Agosto	€ 127.829,04	€ 128.090,29	€ 128.338,76	€ 128.601,80	€ 129.048,17
Settembre	€ 58.591,01	€ 59.155,16	€ 59.544,27	€ 60.131,27	€ 60.730,30
Ottobre	€ 197.542,57	€ 200.015,19	€ 201.901,10	€ 204.563,45	€ 206.847,57
Novembre	€ 263.024,84	€ 267.890,84	€ 271.562,04	€ 276.906,49	€ 281.138,94
Dicembre	€ 309.319,98	€ 313.862,19	€ 317.453,50	€ 322.281,62	€ 326.165,97
TOTALE	€ 2.386.155,78	€ 2.415.884,60	€ 2.439.557,80	€ 2.473.910,69	€ 2.502.233,61
	2019	2020	2021	2022	2023
Gennaio	€ 344.211,51	€ 362.256,01	€ 391.351,35	€ 412.640,07	€ 420.903,02
Febbraio	€ 300.519,03	€ 316.434,57	€ 341.931,32	€ 360.548,74	€ 367.840,81
Marzo	€ 286.554,35	€ 302.683,51	€ 327.565,41	€ 345.299,03	€ 352.052,12
Aprile	€ 216.605,73	€ 228.336,41	€ 246.850,55	€ 259.662,89	€ 264.234,48
Maggio	€ 147.128,49	€ 154.364,21	€ 166.524,62	€ 174.577,94	€ 177.103,45
Giugno	€ 81.715,43	€ 85.621,83	€ 92.361,23	€ 96.661,61	€ 97.966,99
Luglio	€ 140.598,00	€ 147.102,99	€ 158.553,39	€ 165.745,55	€ 167.799,50
Agosto	€ 129.418,86	€ 135.391,86	€ 145.885,11	€ 152.496,98	€ 154.364,05
Settembre	€ 61.410,02	€ 64.615,39	€ 69.777,81	€ 73.258,95	€ 74.434,87
Ottobre	€ 209.548,96	€ 220.596,35	€ 238.382,38	€ 250.725,63	€ 255.122,73
Novembre	€ 285.736,24	€ 301.232,55	€ 325.653,55	€ 343.156,68	€ 349.904,37
Dicembre	€ 330.621,39	€ 347.929,56	€ 375.827,82	€ 396.075,25	€ 403.836,53
TOTALE	€ 2.534.068,01	€ 2.666.565,21	€ 2.880.664,55	€ 3.030.849,34	€ 3.085.562,92

Tabella 8. 1 - Esternalità negative NOx – centrali cogenerative, di integrazione e riserva su scala locale.

	2014	2015	2016	2017	2018
Gennaio	€ 58.095,10	€ 59.364,35	€ 60.663,69	€ 62.473,47	€ 63.899,13
Febbraio	€ 49.372,24	€ 50.431,52	€ 51.589,54	€ 53.140,05	€ 54.361,51
Marzo	€ 47.644,60	€ 48.489,02	€ 49.371,39	€ 50.584,22	€ 51.514,90
Aprile	€ 33.440,74	€ 33.846,17	€ 34.302,94	€ 34.913,50	€ 35.378,86
Maggio	€ 24.166,19	€ 24.258,64	€ 24.381,23	€ 24.560,12	€ 24.699,46
Giugno	€ 17.289,80	€ 16.453,85	€ 16.496,12	€ 16.559,79	€ 16.626,78
Luglio	€ 23.579,70	€ 23.606,88	€ 23.644,05	€ 23.694,67	€ 23.754,30
Agosto	€ 21.495,00	€ 21.531,86	€ 21.576,64	€ 21.625,59	€ 21.690,97
Settembre	€ 7.005,75	€ 7.077,55	€ 7.159,95	€ 7.267,80	€ 7.361,12
Ottobre	€ 31.735,36	€ 32.074,98	€ 32.501,71	€ 33.022,92	€ 33.437,15
Novembre	€ 41.997,58	€ 42.775,62	€ 43.734,45	€ 45.004,02	€ 45.991,51
Dicembre	€ 53.986,99	€ 55.153,89	€ 56.383,21	€ 58.008,53	€ 59.303,13
TOTALE	€ 409.809,04	€ 415.064,34	€ 421.804,90	€ 430.854,70	€ 438.018,82
	2019	2020	2021	2022	2023
Gennaio	€ 65.611,76	€ 69.440,67	€ 75.227,73	€ 80.131,53	€ 82.527,46
Febbraio	€ 55.860,63	€ 59.147,03	€ 64.091,12	€ 68.293,10	€ 70.389,18
Marzo	€ 52.649,48	€ 55.615,18	€ 60.192,31	€ 63.935,04	€ 65.657,53
Aprile	€ 35.963,34	€ 37.870,28	€ 40.921,39	€ 43.308,22	€ 44.328,74
Maggio	€ 24.864,76	€ 26.060,54	€ 28.098,33	€ 29.522,42	€ 30.016,74
Giugno	€ 16.676,84	€ 17.454,05	€ 18.811,84	€ 19.693,94	€ 19.969,69
Luglio	€ 23.798,45	€ 24.889,66	€ 26.816,94	€ 28.037,97	€ 28.402,59
Agosto	€ 21.751,87	€ 22.752,52	€ 24.511,73	€ 25.640,03	€ 25.986,59
Settembre	€ 7.473,54	€ 7.865,62	€ 8.495,19	€ 8.978,81	€ 9.182,99
Ottobre	€ 33.969,70	€ 35.741,55	€ 38.613,61	€ 40.863,91	€ 41.845,42
Novembre	€ 47.190,46	€ 49.915,27	€ 54.061,16	€ 57.555,97	€ 59.290,99
Dicembre	€ 60.863,25	€ 64.392,16	€ 69.743,89	€ 74.243,88	€ 76.433,16
TOTALE	€ 446.674,07	€ 471.144,52	€ 509.585,23	€ 540.204,82	€ 554.031,09

Tabella 8.2 - *Esternalità negative PM₁₀ – centrali cogenerative, di integrazione e riserva su scala locale*

Anno	Esternalità negativa totale
2014	€ 2.792.870,74
2015	€ 2.830.948,94
2016	€ 2.861.362,71
2017	€ 2.904.765,40
2018	€ 2.940.252,43
2019	€ 2.980.742,08
2020	€ 3.137.709,73
2021	€ 3.390.249,78
2022	€ 3.571.054,16
2023	€ 3.639.594,02

Tabella 8. 3 - Esternalità negative totali – centrali cogenerative, di integrazione e riserva su scala locale

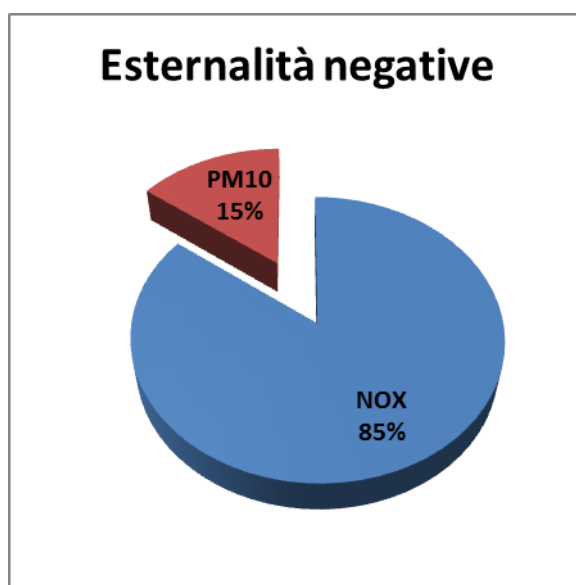


Figura 8. 1– Esternalità negative – Cogenerazione su scala locale

Da quanto si evince, gli NO_x sono i più determinanti e incidono per l'85 % sul totale che ammonta a € 3.639.594,02 per l'anno 2023.

Passando dal primo scenario di allacciamento del teleriscaldamento (anno 2014) all'ultimo scenario di ampliamento del teleriscaldamento (anno 2023) le esternalità negative prodotte dagli impianti di generazione termo-elettrica portano quasi € 1.000.000,00 in più.

Bilancio delle esternalità di NO _x	Esternalità su scala locale			
	Assetto cogenerativo			Giudizio economico
	Scenario di riferimento		Cogenerativo Locale	
			€/Y	
	I Scenario	2014	1.013.752,54	✗
	II Scenario	2015	988.308,62	✗
	III Scenario	2016	954.537,23	✗
	IV Scenario	2017	872.253,69	✗
	V Scenario	2018	820.216,40	✗
	VI Scenario	2019	757.661,12	✗
	VII Scenario	2020	666.762,36	✗
	VIII Scenario	2021	546.910,15	✗
	IX Scenario	2022	371.358,53	✗
	X Scenario	2023	224.418,80	✗

Tabella 8. 4 - Esternalità degli NO_x su scala locale

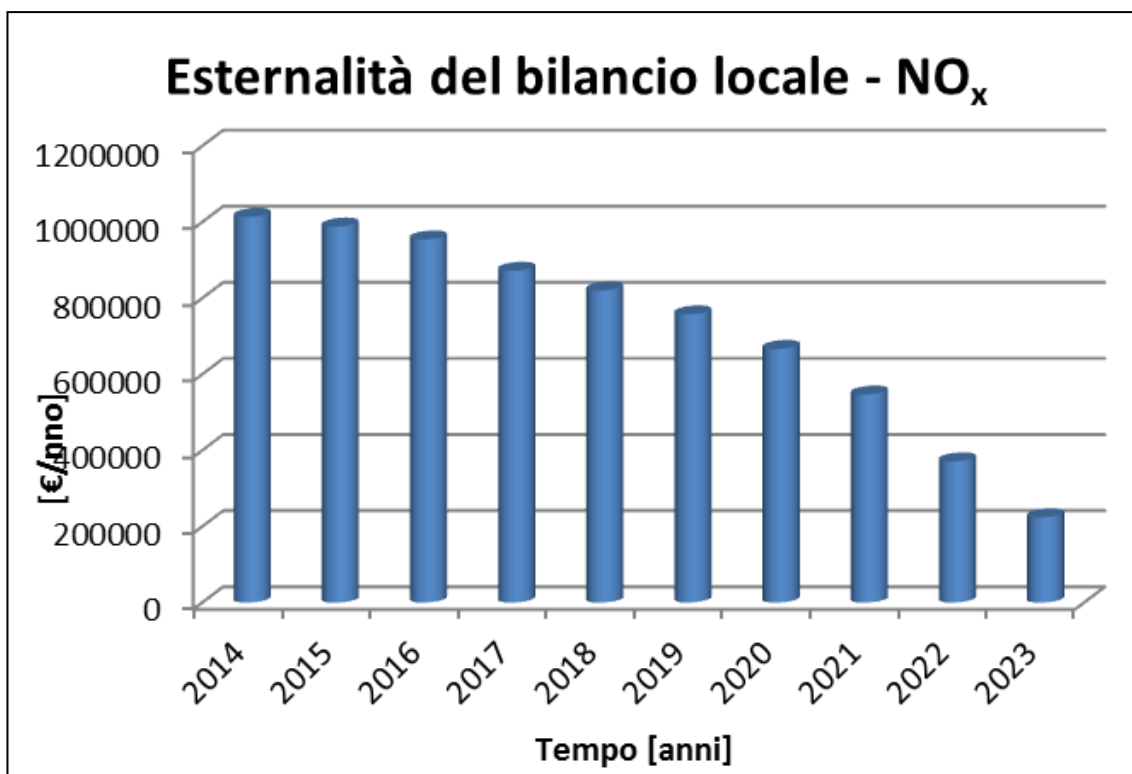


Figura 8. 5 - Istogramma degli NO_x su scala locale

Bilancio delle esternalità di SO ₂	Esternalità su scala locale				
	Assetto cogenerativo				Giudizio economico
	Scenario di riferimento		Cogenerativo Locale		
			€/Y		
	I Scenario	2014	-	445.816,36	✓
	II Scenario	2015	-	464.490,90	✓
	III Scenario	2016	-	483.181,67	✓
	IV Scenario	2017	-	521.131,71	✓
	V Scenario	2018	-	547.278,53	✓
	VI Scenario	2019	-	577.990,14	✓
	VII Scenario	2020	-	650.676,56	✓
	VIII Scenario	2021	-	759.334,49	✓
IX Scenario	2022	-	865.319,46	✓	
X Scenario	2023	-	930.931,47	✓	

Tabella 8. 5 - Esternalità degli SO₂ su scala locale

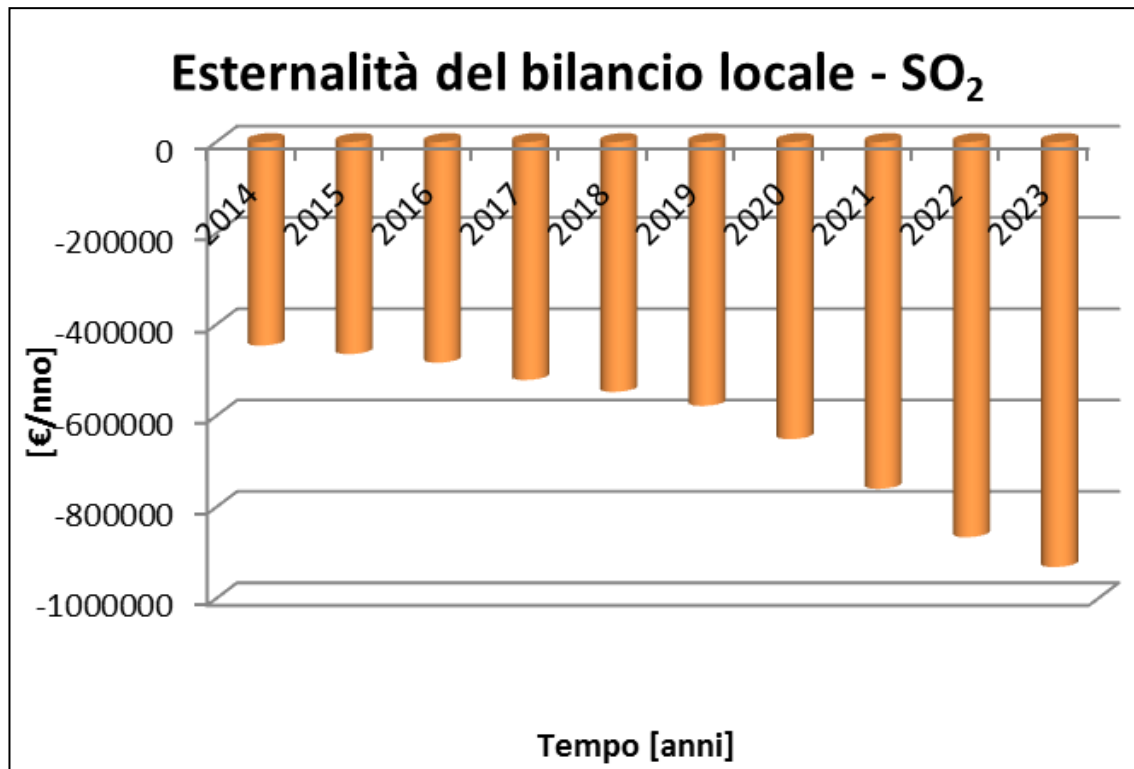


Figura 8. 6 - Istogramma degli SO₂ su scala locale

Bilancio delle esternalità del PM ₁₀	Esternalità su scala locale			
	Assetto cogenerativo			Giudizio economico
	Scenario di riferimento		Cogenerativo Locale	
			€/Y	
	I Scenario	2014	- 295.205,79	✓
	II Scenario	2015	- 318.573,79	✓
	III Scenario	2016	- 341.354,28	✓
	IV Scenario	2017	- 392.244,50	✓
	V Scenario	2018	- 426.377,88	✓
	VI Scenario	2019	- 466.229,94	✓
	VII Scenario	2020	- 556.563,74	✓
	VIII Scenario	2021	- 689.742,34	✓
	IX Scenario	2022	- 826.520,24	✓
	X Scenario	2023	- 916.324,57	✓

Tabella 8. 6 - Esternalità degli PM₁₀ su scala locale

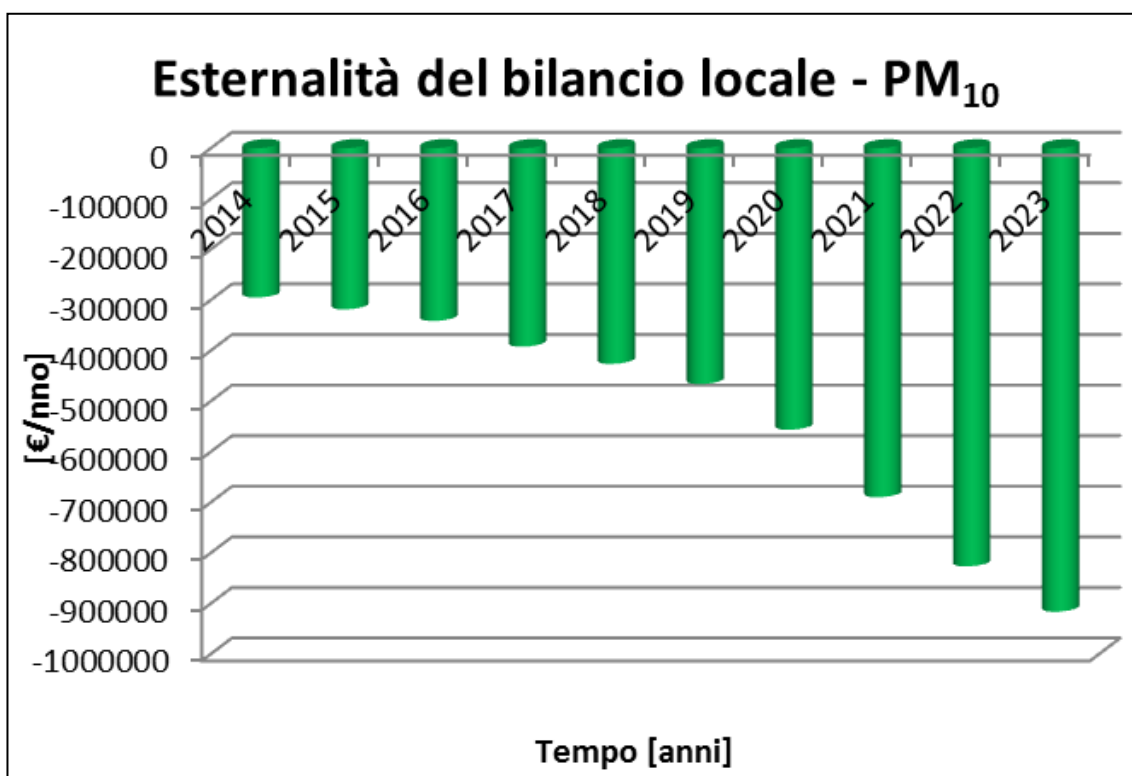


Figura 8. 7 - Istogramma dei PM₁₀ su scala locale

8.2 Considerazioni finali: valutazione monetaria su scala locale

NO_x: Nell'analisi locale, la valutazione economica degli ossidi di azoto, evidenzia un trend decrescente all'aumentare della potenza termica spillata dal ciclo di combustione, con valori che, da 1.013.752,54 € relativi al I scenario (collegamento al TLR per 58,50 Mln m³), scendono a 224.418,80 € nel caso in cui si estenda il collegamento di TLR per una volumetria totale di 72,60 Mln m³. Nonostante ciò, però, gli NO_x rappresentano un'esternalità negativa, quindi un aggravio economico, per tutti gli scenari considerati.

SO₂: Passando all'analisi degli ossidi di zolfo è possibile notare un buon recupero ambientale nel senso che i valori su scala locale presentano una decrescita continua con esternalità positiva; in questo caso i valori si abbattano del doppio passando da - 445.816,36 € del primo scenario a - 930.931,47 € dell'ultimo scenario.

PM₁₀: Si mostra di particolare interesse l'evoluzione del particolato sottile ($\phi < 10\mu\text{m}$) negli scenari di ampliamento al teleriscaldamento; si può notare un calo piuttosto netto del valore economico dell'esternalità che da - 295.205,79 € nel I scenario, scende a - 916.324,57 € nel X scenario quasi per 3 volte inferiore.

In conclusione, è stato stilato un prospetto riassuntivo in cui si sono individuate, per ogni scenario di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, le esternalità negative cumulative che gravano a seguito delle emissioni delle centrali cogenerative, le esternalità positive risultanti dallo spegnimento di vecchie caldaie grazie al calore ceduto in teleriscaldamento, e il bilancio complessivo risultante.

	Esternalità Negativa [€]	Esternalità positiva [€]	Bilancio delle esternalità [€]
I Scenario	2.792.870,74	2.520.140,35	272.730,39
II Scenario	2.830.948,94	2.625.705,01	205.243,93
III Scenario	2.861.362,71	2.731.361,43	130.001,28
IV Scenario	2.904.765,40	2.945.887,92	- 41.122,52
V Scenario	2.940.252,43	3.093.692,45	- 153.440,02
VI Scenario	2.980.742,08	3.267.301,04	- 286.558,95
VII Scenario	3.137.709,73	3.678.187,67	- 540.477,94
VIII Scenario	3.390.249,78	4.292.416,46	- 902.166,68
IX Scenario	3.571.054,16	4.891.535,34	- 1.320.481,18
X Scenario	3.639.594,02	5.262.431,26	- 1.622.837,24

Tabella 8. 7 - Esternalità su scala locale – Trattazione per singolo scenario

Se si ragiona su scala locale, il bilancio monetario delle esternalità è "in rosso" per i primi 3 scenari di ampliamento del teleriscaldamento (2014 -2015 -2016) mentre dal quarto all'ultimo scenario il bilancio monetario dei costi ambientali diventa in attivo (esternalità positive) passando dal IV scenario (- 41.122,52 €) al X scenario (- 1.622.837,24 €).

8.3 Valutazione monetaria su scala globale

Una seconda applicazione della valutazione del danno ambientale è stata formulata ponendo a diretto confronto l'ipotesi di recupero energetico con la sola finalità elettrica e il recupero contemporaneo di elettricità ed energia termica; ai fini della valutazione monetaria su scala globale si tiene in considerazione sia l'energia termica immessa in rete che l'energia elettrica che rappresentano il "tampone" per le esternalità negative derivanti dalle emissioni degli impianti cogenerativi.

L'equazione di riferimento è sempre la 5.15 applicata però, non solo agli inquinanti PM₁₀, NO₂, SO₂ ma anche alla CO₂, inquinante che per definizione comporta effetti globali. In questa seconda analisi, così come nelle valutazioni monetarie su scala locale,

si è deciso di dare particolare rilevanza al peso economico percentuale di ogni singolo inquinante, per tutti gli scenari, in termini di esternalità negative e positive.

Per quanto concerne le esternalità negative dovute alle centrali cogenerative, al fine di attribuire un ordine di grandezza economico, si riportano di seguito la tabella e i grafici associati:

	NO _x	SO ₂	PM ₁₀	CO ₂
2014	€ 2.383.933,81	€ 0,00	€ 408.936,93	€ 45.902.108,61
2015	€ 2.415.884,60	€ 0,00	€ 415.064,34	€ 46.568.274,65
2016	€ 2.439.557,80	€ 0,00	€ 421.804,90	€ 47.255.350,46
2017	€ 2.473.910,69	€ 0,00	€ 430.854,70	€ 48.189.234,90
2018	€ 2.502.233,61	€ 0,00	€ 438.018,82	€ 48.933.543,91
2019	€ 2.534.068,01	€ 0,00	€ 446.674,07	€ 49.822.174,48
2020	€ 2.666.565,21	€ 0,00	€ 471.144,52	€ 52.523.479,93
2021	€ 2.880.664,55	€ 0,00	€ 509.585,23	€ 56.793.463,59
2022	€ 3.030.849,34	€ 0,00	€ 540.204,82	€ 60.104.182,03
2023	€ 3.085.562,92	€ 0,00	€ 554.031,09	€ 61.540.881,20

Tabella 8. 8 - Esternalità negative – centrali cogenerative, di integrazione e riserva su scala globale

Anno	Esternalità negativa totale
2014	€ 48.694.979,35
2015	€ 49.399.223,59
2016	€ 50.116.713,16
2017	€ 51.094.000,29
2018	€ 51.873.796,34
2019	€ 52.802.916,56
2020	€ 55.661.189,66
2021	€ 60.183.713,37
2022	€ 63.675.236,20
2023	€ 65.180.475,22

Tabella 8. 9 - Esternalità negative totali – centrali cogenerative, di integrazione e riserva su scala globale

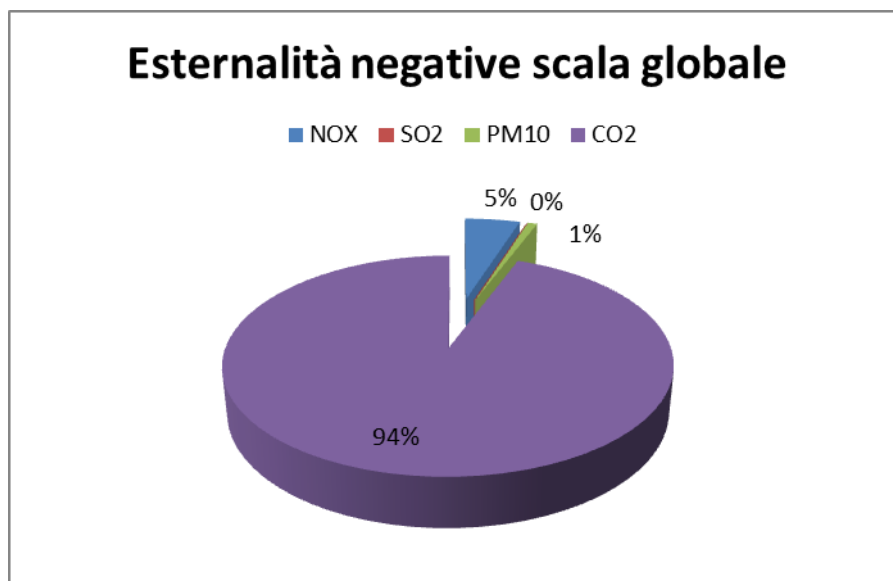


Figura 8. 8 – EsterlnalITÀ negative – Cogenerazione su scala globale

Analizzando il grafico a torta (Fig. 8.8) è possibile notare l'elevata incidenza della CO₂ che riveste circa il 94 % del costo economico teoricamente sborsabile dal gestore delle centrali cogenerative al fine di sanare l'aggravio ambientale delle proprie emissioni; a seguire gli ossidi di azoto (NO_x) con un buon 5 % e in coda il particolato (PM₁₀) e gli ossidi di zolfo (SO₂) rispettivamente con il 1 % e il 0% di rilevanza.

L'ammontare complessivo dei valori monetari passa da € 48.694.979,35 per il I scenario del 2014 a € 65.180.475,22 dell'ultimo scenario di ampliamento del teleriscaldamento che, in linea teorica, il sistema di produzione termo-elettrica dovrebbe pagare per via diretta o indiretta all'ambiente e all'uomo (bersagli coinvolti dall'impatto ambientale).

Queste esternalità negative sono però in parte soppiantate da esternalità positive che derivano, da un lato dal funzionamento in assetto solo elettrico e, dall'altro, dall'assetto cogenerativo.

Bilancio delle esternalità di NO _x	Esternalità su scala globale			
	Assetto cogenerativo			Giudizio economico
	Scenario di riferimento		Cogenerativo Locale	
			€/Y	
	Elettrico	---	- 27.353.359,72	✓
	I Scenario	2014	- 19.328.304,70	✓
	II Scenario	2015	- 19.421.333,28	✓
	III Scenario	2016	- 19.521.955,83	✓
	IV Scenario	2017	- 19.683.574,65	✓
	V Scenario	2018	- 19.800.633,75	✓
	VI Scenario	2019	- 19.933.273,81	✓
	VII Scenario	2020	- 20.991.537,61	✓
	VIII Scenario	2021	- 22.789.823,97	✓
	IX Scenario	2022	- 24.186.311,74	✓
	X Scenario	2023	- 24.659.560,15	✓

Tabella 8. 10 - Esternalità degli NO_x su scala globale

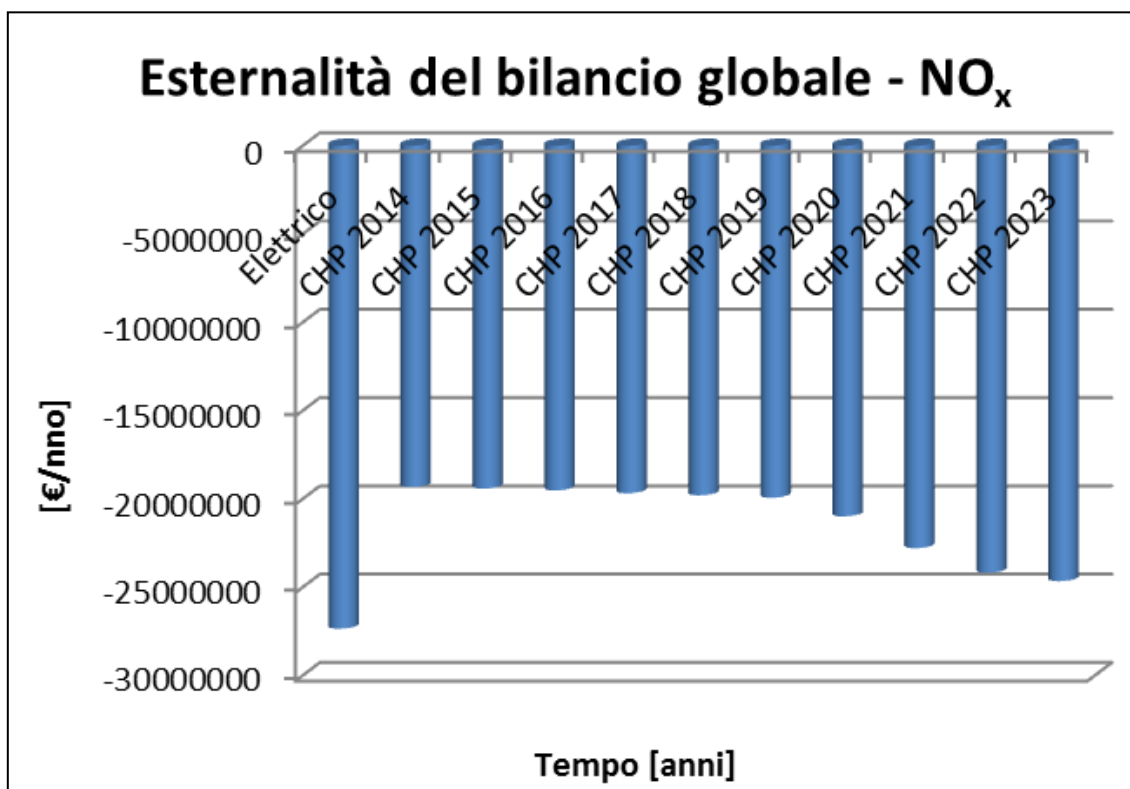


Figura 8. 9 - Istogramma degli NO_x su scala globale

Bilancio delle esternalità di SO ₂	Esternalità su scala globale			
	Assetto cogenerativo			Giudizio economico
	Scenario di riferimento		Cogenerativo Locale	
			€/Y	
	Elettrico	---	- 962.280,90	✓
	I Scenario	2014	- 1.089.793,29	✓
	II Scenario	2015	- 1.110.607,38	✓
	III Scenario	2016	- 1.131.414,48	✓
	IV Scenario	2017	- 1.171.876,07	✓
	V Scenario	2018	- 1.200.081,32	✓
	VI Scenario	2019	- 1.233.011,63	✓
	VII Scenario	2020	- 1.336.322,32	✓
	VIII Scenario	2021	- 1.498.115,14	✓
	IX Scenario	2022	- 1.638.578,76	✓
	X Scenario	2023	- 1.714.095,39	✓

Tabella 8. 11 - Esternalità degli SO₂ su scala globale

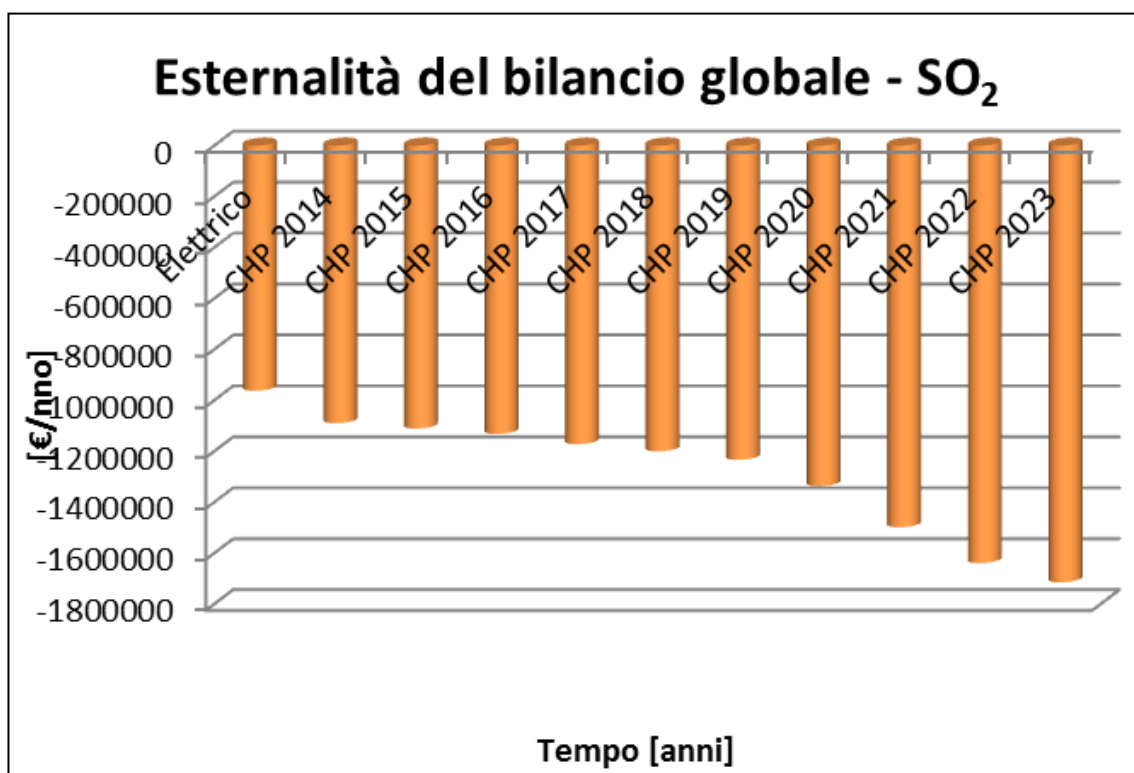


Figura 8. 10 - Istogramma degli SO₂ su scala globale

Bilancio delle esternalità del PM ₁₀	Esternalità su scala globale			
	Assetto cogenerativo			Giudizio economico
	Scenario di riferimento		Cogenerativo Locale	
			€/Y	
	Elettrico	---	- 67.729.800,24	✓
	I Scenario	2014	- 45.976.327,40	✓
	II Scenario	2015	- 46.153.213,88	✓
	III Scenario	2016	- 46.324.371,57	✓
	IV Scenario	2017	- 46.556.457,44	✓
	V Scenario	2018	- 46.733.570,52	✓
	VI Scenario	2019	- 46.936.007,48	✓
	VII Scenario	2020	- 49.193.504,58	✓
	VIII Scenario	2021	- 53.102.968,62	✓
	IX Scenario	2022	- 55.678.411,14	✓
	X Scenario	2023	- 56.481.349,06	

Tabella 8. 12 - Esternalità degli PM₁₀ su scala globale

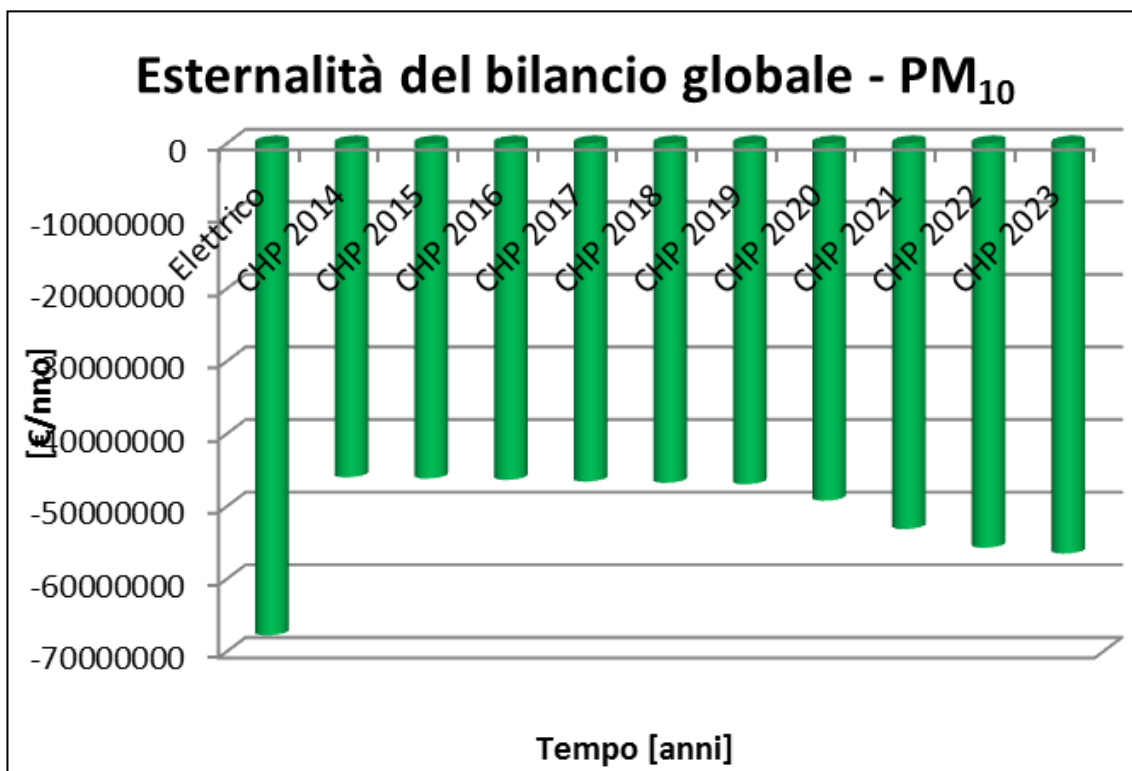


Figura 8. 11 - Istogramma dei PM₁₀ su scala globale

Esternalità su scala globale			
Assetto cogenerativo			Giudizio economico
Scenario di riferimento		Cogenerativo Locale	
		€/Y	
Elettrico	---	- 62.039.216,86	✓
I Scenario	2014	- 45.051.411,74	✓
II Scenario	2015	- 45.226.186,21	✓
III Scenario	2016	- 45.039.189,35	✓
IV Scenario	2017	- 45.532.460,58	✓
V Scenario	2018	- 45.316.367,85	✓
VI Scenario	2019	- 45.871.653,51	✓
VII Scenario	2020	- 48.099.114,65	✓
VIII Scenario	2021	- 53.567.347,48	✓
IX Scenario	2022	- 56.203.119,19	✓
X Scenario	2023	- 58.448.801,93	✓

Tabella 8. 13 - Esternalità degli CO₂ su scala globale

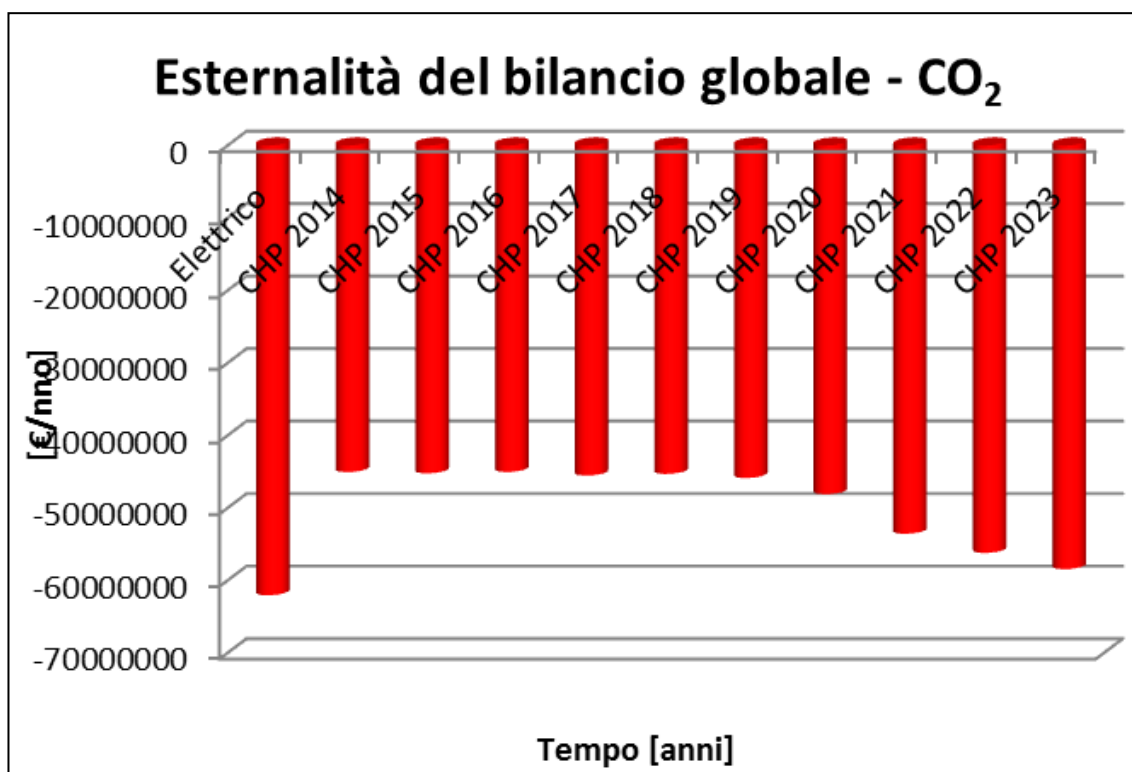


Figura 8. 12 - Istogramma dei CO₂ su scala globale

8.4 Considerazioni finali: valutazione monetaria su scala globale

NO_x: a differenza della contestualizzazione locale, è evidente il trend di esternalità positiva per gli ossidi di azoto. Indipendentemente dallo scenario, ponendo a confronto l'assetto cogenerativo e quello elettrico, quest'ultimo mostra un valore monetario più favorevole essendo sempre "minore" rispetto a quello in assetto cogenerativo; questo divario diminuisce all'aumentare della quantità di calore ceduto dall'impianto cioè, mentre in assetto solo elettrico ha un valore costante di - 27.353.359,72 €, nel caso cogenerativo il numero "aumenta" passando a scenari più estesi (si passa da - 19.328.304,70 € a - 24.659.560,15 €).

SO₂: anche su scala globale, così come visto su scala locale, gli SO₂ assumono un trend che economicamente parlando risulta positivo con vantaggio dello stesso ordine di grandezza rispetto ai risultati ottenuti nella valutazione su scala locale.

La situazione è ora ribaltata rispetto agli NO_x, perché è l'assetto elettrico a essere quello meno favorevole quindi, nell'ipotesi di ragionare ponendo al centro dell'attenzione i soli ossidi di zolfo, l'assetto che comporterebbe il maggior peso economico in termini di esternalità positive, sarebbe l'assetto cogenerativo che nel X scenario ridurrebbe il suo contributo a - 1.714.095,39€.

PM₁₀: è possibile eseguire analoghe considerazioni per quanto fatto con gli ossidi di zolfo. I valori esprimono esternalità positive per ogni scenario analizzato. Attenzione però che l'ordine di grandezza è salito di due ordini rispetto a quello del bilancio locale:

- 67.729.800,24 € nel caso di assetto elettrico e da - 45.976.327,40€ del primo scenario a

- 56.481.349,06 € dell'ultimo scenario. Ancora una volta, ragionando unicamente in termini di PM₁₀ sarebbe più conveniente, per chi gestisce il sistema cogenerativo, adottare unicamente un assetto solo elettrico come già visto per gli ossidi di azoto.

CO₂: passando all'analisi del biossido di carbonio, il segno del bilancio denota valori rappresentativi di esternalità positive. L'ordine di grandezza economico è di qualche milione di euro e nuovamente, il funzionamento della macchina termica a sola produzione elettrica, manterrebbe il massimo livello economico da ricevere (- 62.039.216,86 €) mentre nel caso di cogenerazione, si andrebbe quasi a ridurre leggermente (- 58.448.801,93€) se si parla del X scenario.

In conclusione, si propone nuovamente un prospetto riassuntivo in cui, per ogni scenario di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, sono state individuate le esternalità negative cumulative che gravano a seguito delle emissioni appartenenti alle centrali cogenerative, le esternalità positive ottenute:

- In parte a seguito dell'immissione dell'energia elettrica, prodotta dall'impianto, nella rete elettrica nazionale;
- In parte derivanti dallo spegnimento di un certo qual numero di caldaie domestiche grazie al calore ceduto in teleriscaldamento.

Ed infine il bilancio globale risultante.

	Esternalità Negativa [€]	Esternalità positiva Elettricità [€]	Esternalità positiva TLR [€]	Bilancio delle esternalità [€]
I Scenario	48.694.979,35	148.036.653,65	12.104.162,82	- 111.445.837,12
II Scenario	49.399.223,59	148.528.492,16	12.611.186,88	- 111.911.340,73
III Scenario	50.116.713,16	149.014.992,72	13.118.651,68	- 112.016.931,24
IV Scenario	51.094.000,29	149.592.344,82	14.149.016,35	- 112.944.368,74
V Scenario	51.873.796,34	150.065.532,45	14.858.917,32	- 113.050.653,43
VI Scenario	52.802.916,56	150.575.565,29	15.692.754,49	- 113.973.946,43
VII Scenario	55.661.189,66	157.615.437,45	17.666.231,37	- 119.620.479,16
VIII Scenario	60.183.713,37	169.830.021,93	20.616.354,89	- 130.958.255,21
IX Scenario	63.675.236,20	177.755.932,61	23.493.905,90	- 137.706.420,83
X Scenario	65.180.475,22	180.032.795,89	25.275.308,51	- 141.303.806,54

Tabella 8. 14 - Esternalità su scala globale – Trattazione per singolo scenario

Estendendo l'analisi su scala globale, il bilancio monetario delle esternalità non è più "in rosso" ma per tutti gli scenari analizzati presenta esternalità positive.

8.5 Quadro conclusivo delle Esternalità

Come da aspettative pregresse, indipendentemente dall'assetto di funzionamento del sistema cogenerativo, aumentando il contributo volumetrico degli edifici da servire, per ogni inquinante, si denota una diminuzione del peso economico negativo che, in alcuni casi, può tramutarsi in positivo.

Al fine di fissare in forma sintetica quanto analizzato nel capitolo, il bilancio delle esternalità degli inquinanti, sia su scala locale sia su scala globale, è stato plasmato in tre nuovi grafici.

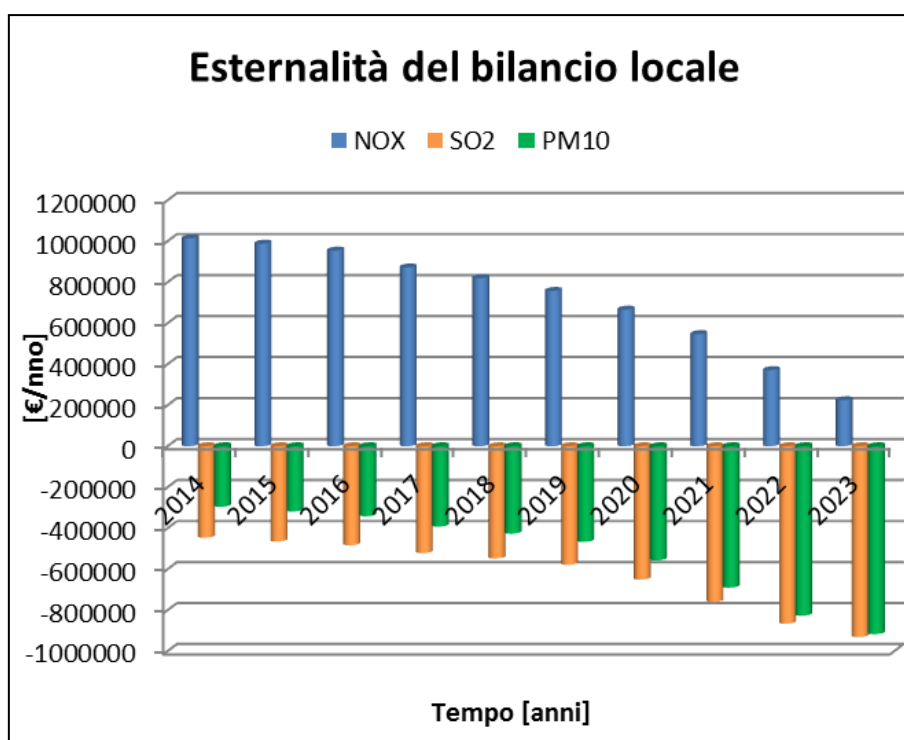


Figura 8.13 - Bilancio esternalità su scala locale

Nell'analisi locale, per ogni scenario di ampliamento del teleriscaldamento, la valutazione monetaria del bilancio ambientale è, per gli NO_x negativa mentre, passando al particolato PM₁₀ e SO₂ è in attivo. Complessivamente, sommando il contributo economico di ogni singolo inquinante, su scala locale, vi è un aggravio

economico negativo, per i primi 3 scenari di teleriscaldamento, mentre dal quarto fino al decimo scenario vi è complessivamente un introito economico teorico positivo.

Passando all'analisi globale delle esternalità, s'inizia a tenere in considerazione non solo degli ossidi di azoto, degli ossidi di zolfo e delle polveri sottili ma anche dell'anidride carbonica; questa dà un contributo enorme al bilancio economico.

Per entrambi gli assetti, cogenerativo ed elettrico, il valore monetario è risultante per lo più dal bilancio tra CO₂, NO_x e PM₁₀ mentre gli ossidi di zolfo rivestono solo un ruolo secondario.

Nell'assetto cogenerativo, l'ammontare dei valori monetari relativi alla CO₂ per l'ultimo scenario di ampliamento del teleriscaldamento è di quasi 60 milioni l'anno che, in linea teorica, il gestore degli impianti cogenerativi dovrebbe ricevere per via diretta o indiretta dai bersagli coinvolti dall'impatto ambientale evitato, mentre l'SO₂ riveste un ruolo residuo a confronto.

D'altra parte, vi è una forte contrapposizione, in senso positivo, delle polveri PM₁₀ che portano a risparmi di oltre il 50 milioni di euro l'anno per il X Scenario cogenerativo.

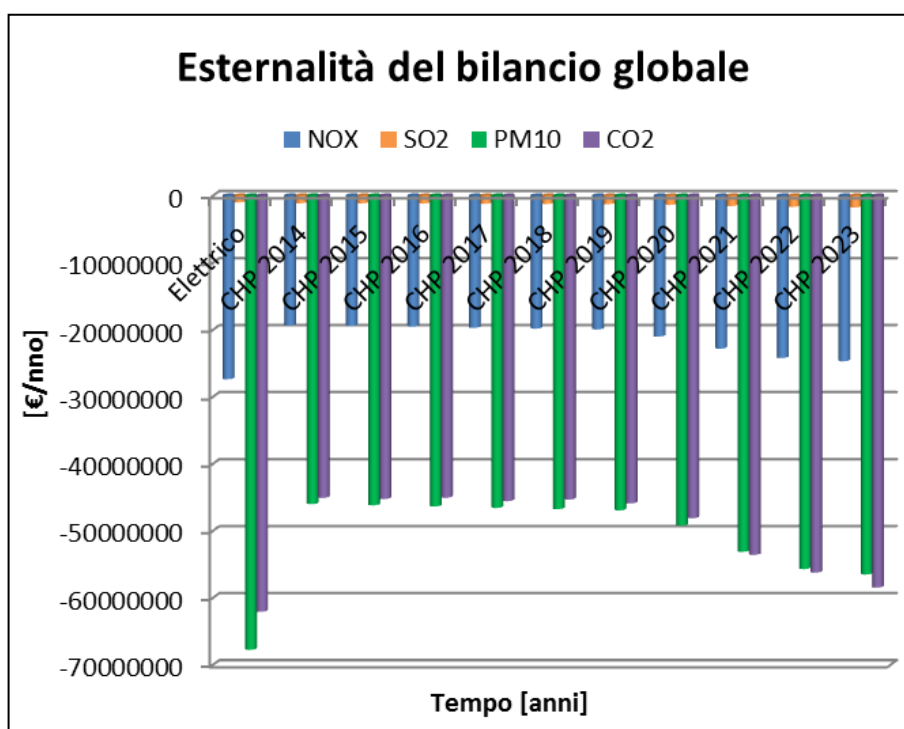


Figura 8. 14 - Bilancio esternalità su scala globale in assetto cogenerativo

Quanto visto nel bilancio su scala globale, suggerisce che il bilancio monetario delle esternalità non è più "in rosso" ma per ogni scenario presenta esternalità positive.

Capitolo 9

METODOLOGIA PER VALUTARE LE RICADUTE DI INQUINANTI AL SUOLO

9.0 Introduzione

La conoscenza e la caratterizzazione spaziale e temporale delle immissioni in luogo di emissione rappresentano da sempre il punto più critico nel complesso sistema di conoscenze della gestione della qualità dell'aria. Mentre la qualità dell'aria ambiente e i dati meteorologici, hanno, con le reti di monitoraggio, un ormai consolidato ciclo di rilevamento, gestione ed interpretazione, la frammentazione delle fonti di generazione, la diversa tipologia, la mancanza di parametri di stima hanno resa difficoltosa la conoscenza dei fattori di pressione.

Ciò premesso, lo scopo del presente capitolo è di conoscere il carico inquinante che caratterizzerà i comuni della prima cintura di Torino, con l'ampliamento del sistema di teleriscaldamento, così da definire la modifica della qualità ambientale dell'aria. La valutazione della dispersione degli inquinanti emessi dal camino delle centrali, in fase di esercizio, e quelli risparmiati dagli impianti di riscaldamento tradizionale, è stata effettuata mediante l'uso del modello Aermod, modello gaussiano di seconda generazione che consente di valutare la dispersione di inquinanti in atmosfera in regioni limitate, caratterizzate da scale spaziali dell'ordine di alcune decine di chilometri e in condizioni atmosferiche sufficientemente omogenee e stazionarie.

Nella fattispecie del presente capitolo si è definita la metodologia da applicare per il calcolo degli inquinanti al suolo, dopo di che si è passati alla stima di questi emessi/sostituiti dalle principali fonti di inquinamento: Centrali cogenerative e di integrazione e riserva e utenze civili (Mappe raccolte in Appendice 3),

9.1 Approccio metodologico per la stima degli inquinanti al suolo

È necessario premettere che ogni stima modellizzata è stata condotta su scala locale. La metodologia utilizzata per la stima del carico inquinante e la previsione di ricaduta al suolo, si è articolata come segue:

- Modellazione degli inquinanti al suolo, emessi dai camini delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva;
- Individuazione dei camini baricentrici per ogni zona a destinazione d'uso omogenea relativa ai Comuni rappresentativi per ogni scenario di collegamento alla rete di Teleriscaldamento (Cfr. Capitolo 3);
- Modellazione del carico totale netto degli inquinanti al suolo come differenza tra mappe di concentrazione emesse dalle centrali che servono la rete di Teleriscaldamento e mappe di concentrazione di inquinanti sostituite alle caldaie tradizionali con l'allacciamento alla rete di teleriscaldamento.

Ogni valutazione è stata eseguita ponendosi su due intervalli temporali ben distinti:

- Concentrazioni di inquinante al suolo su media annua;
- Concentrazioni di inquinante al suolo su medie giornaliere.

Gli inquinanti che interessano questa analisi di ricaduta al suolo sono sia gli NO_x sia il Particolato (PM_{10}).

Si è ritenuto opportuno svolgere l'analisi mirata sia alla componente degli ossidi di azoto sia al particolato poiché, avendo fatto più considerazioni seppur semplificative sulla dinamica dell'atmosfera, secondo cui è stata applicata l'equazione gaussiana per il calcolo delle concentrazioni al suolo, i due inquinanti presentano comportamento

conservativo ma diverso cioè si comportano come fossero gas che non subiscono fenomeni di deposizione o reazioni secondarie in atmosfera ma vedremo in seguito che i risultati sono differenti.

Riguardo l'importanza che le valutazioni atmosferiche rivestono nell'ambito di uno studio di impatto ambientale concernente centrali di cogenerazione e, tenendo altresì conto delle problematiche connesse alla studio dei fenomeni dispersivi in contesti (quale quello in esame) caratterizzati da orografia complessa e da condizioni meteorologiche particolari, sarebbe opportuno affiancare alle simulazioni elaborate con gli strumenti modellistici più diffusi, simulazioni condotte con strumenti di tipo avanzato quali i modelli di tipo lagrangiano a particelle.

Ciò nonostante, è stato dimostrato da svariati studi che, le approssimazioni contemplate in un modello di tipo gaussiano, rispetto al dettaglio di un modello lagrangiano a particelle, non vanno a implicare la correttezza dello studio poiché poco si discostano in termini di ordine di grandezza; motivo per cui si è optato per un'analisi modellistica con modello gaussiano.

La determinazione della validità dei risultati di un modello diffusionale, in subordine alla definizione delle condizioni di applicabilità del modello matematico, costituisce un punto fondamentale nella realizzazione di valutazioni previsionali di ricaduta di inquinanti che, se trascurata o sottovalutata, può portare a pesanti errori di valutazione.

9.1.1 Inquinante simulato: NO_x

La sigla NO_x identifica in modo collettivo gli ossidi di azoto che si producono come sottoprodotti durante la combustione che avvenga utilizzando aria.

La quantità e la qualità della miscela di NO_x dipendono dalla sostanza combusta e dalle condizioni in cui la combustione avviene.

Pur essendo presenti in atmosfera diverse specie di ossidi di azoto, per quanto riguarda l'inquinamento dell'aria si fa quasi esclusivamente riferimento al termine NO_x

che sta ad indicare la somma pesata del monossido di azoto (NO) e del biossido di azoto (NO₂).

L'ossido di azoto (NO) è un gas incolore, insapore e inodore; è anche chiamato ossido nitrico. E' prodotto soprattutto nel corso dei processi di combustione ad alta temperatura assieme al biossido di azoto (che costituisce meno del 5% degli NO_x totali emessi). Viene poi ossidato in atmosfera dall'ossigeno e più rapidamente dall'ozono producendo biossido di azoto. La tossicità del monossido di azoto è limitata, al contrario di quella del biossido di azoto che risulta invece notevole.

Il biossido di azoto è un gas tossico di colore giallo-rosso, dall'odore forte e pungente e con grande potere irritante; è un energico ossidante, molto reattivo e quindi altamente corrosivo. Esiste nelle due forme N₂O₄ (forma dimera) e NO₂ che si forma per dissociazione delle molecole dimere.

Il colore rossastro dei fumi è dato dalla presenza della forma NO₂ (che è quella prevalente).

Il ben noto colore giallognolo delle foschie che ricoprono le città ad elevato traffico è dovuto per l'appunto al biossido di azoto. Rappresenta un inquinante secondario dato che deriva, per lo più, dall'ossidazione in atmosfera del monossido di azoto. Il biossido di azoto svolge un ruolo fondamentale nella formazione dello smog fotochimico in quanto costituisce l'intermedio di base per la produzione di tutta una serie di inquinanti secondari molto pericolosi come l'ozono, l'acido nitrico, l'acido nitroso, gli alchilnitrati, i perossiacetilnitrati, ecc.

Si stima che gli ossidi di azoto contribuiscano per il 30% alla formazione delle piogge acide (il restante è imputabile al biossido di zolfo e ad altri inquinanti). Da notare che gli NO_x vengono per lo più emessi da sorgenti al suolo e sono solo parzialmente solubili in acqua, questo influenza notevolmente il trasporto e gli effetti a distanza.

Nelle simulazioni di ricaduta al suolo, non si è tenuto conto dell'effettiva miscela di NO ed NO₂ ma si è assunto come se fosse tutto NO₂ ponendosi cioè nelle massime condizioni cautelative (cioè maggior pericolosità per l'uomo al suolo).

9.1.2 Inquinante simulato: TSP - PM₁₀

Minuscole particelle sospese nell'aria o di aerosol che sono meno di 100 micrometri sono indicate collettivamente come particelle in sospensione totale (TSP). Queste particelle costantemente entrano nell'atmosfera da molte fonti.

Tra le fonti umane si possono annoverare:

- L'uso dei veicoli a motore;
- I prodotti della combustione da riscaldamento degli ambienti;
- Processi industriali;
- Produzione di energia.

Le fonti naturali includono:

- Suolo;
- Batteri e virus;
- Funghi, muffe e lieviti;
- Polline;
- Particelle di sale da evaporare l'acqua di mare.

Oltre il 99% del particolato inalato è o espirato o intrappolata nelle zone superiori del sistema respiratorio ed espulso. Il saldo entrare la trachea e polmoni, dove alcune particelle, note come particelle inalabili, si aggrappano alla mucosa protettiva e vengono rimossi. Altri meccanismi, come la tosse, aiutano a filtrare o rimuovere le particelle. Collettivamente, questi meccanismi di "liquidazione polmonare" proteggere i polmoni dalla maggior parte delle particelle inalabili.

Alcune delle particelle più piccole, chiamate particelle respirabili possono depositarsi nei capillari polmonari e alveoli, provocando i seguenti effetti:

- Rallentamento lo scambio di ossigeno e anidride carbonica nel sangue, causando una respirazione affannata.
- Affaticamento del lavoro cardiaco, perché deve compensare la perdita di ossigeno dovuta all'ostruzione polmonare/alveolare.

Le persone più sensibili a queste condizioni sono quelle con problemi di cuore, o malattie respiratorie come l'enfisema, la bronchite e l'asma, inclusi anziani e bambini. Gli effetti negativi sulla salute derivanti dall'esposizione al particolato spesso non sono immediatamente noti; il particolato è in grado di accumularsi nei polmoni dopo ripetute esposizioni su lungo termine che causano difficoltà respiratorie e altri problemi di salute.

Alcune particelle stesse possono essere tossiche se inalate o assorbite, e possono danneggiare gli organi interni, come i reni o il fegato; inoltre la permanenza del carico inquinante con la presenza di particelle velenose, a livello delle mucose, può anche danneggiare il sistema gastrointestinale.

US EPA ha identificato i TSP come l'indicatore standard nel 1987 sia su base annuale, sia sulle 24 ore (cioè, relative alla salute). L'indicatore include solo le particelle con un diametro aerodinamico inferiore o uguale a dieci micrometri (PM_{10} – particolato con $\phi \leq 10 \mu m$). L'esposizione a particelle PM_{10} , che sono conservati in profondità nei polmoni, può causare problemi di salute. Le cause effetti sulla salute PM_{10} specifici sono discussi di seguito.

Il particolato è ciò che la maggior parte delle persone vedono e sentono quando essi sperimentano "aria sporca." Il particolato può inoltre:

- Corrodere metalli e muratura;
- Depositarsi sulle superfici fogliari delle colture, alberi e arbusti, che possono ferire o inibire la crescita di queste piante preziose.
- Mettere in pericolo la visibilità e ridurre la radiazione solare. (particelle molto piccole rimangono sospese nell'aria per lunghi periodi di tempo, e rifrangono la luce; la foschia causata da queste particelle possono influenzare la produttività delle colture, riducendo le radiazioni solari, ma può anche influenzare negativamente i valori delle proprietà, l'estetica urbanistica, la sicurezza dei trasporti).

Nelle simulazioni di ricaduta al suolo, si è tenuto conto, proprio per la tipologia di sorgente, che le particelle abbiano un diametro per almeno il 99% inferiore a $10 \mu m$ cioè: $TSP = PM_{10}$.

9.1.3 Caratteristiche tecniche salienti di Aermod

Il codice AERMOD è stato sviluppato in ambito EPA dall'American Meteorological Society (AMS)/Environmental Protection Agency (EPA) Regulatory Model Improvement Committee (AERMIC) come evoluzione del modello gaussiano ISC3 ed attualmente figura tra i codici più noti e utilizzati a livello nazionale e internazionale. Tale modello è stato recentemente riconosciuto come “regulatory” nei protocolli EPA per la modellazione della dispersione atmosferica, in sostituzione di ISC3.

Si tratta di un modello gaussiano che, pertanto, utilizza la funzione degli errori di Gauss come soluzione analitica dell'equazione di trasporto in atmosfera, nell'ipotesi di condizioni stazionarie, in cui il vettore vento e i coefficienti di diffusione turbolenta (che descrivono localmente le caratteristiche diffusive dell'atmosfera) sono costanti nello spazio e nel tempo, il che rappresenta un'approssimazione della situazione reale.

Il codice prevede la possibilità di considerare diverse tipologie di fonti emissive (puntuali, areali, volumiche) e, a ciascun tipo di sorgente, fa corrispondere un diverso algoritmo per il calcolo della concentrazione. Il modello calcola il contributo di ciascuna sorgente nel dominio d'indagine, in corrispondenza di recettori distribuiti su una griglia (definita dall'utente) o discreti e ne somma gli effetti. Poiché il modello è stazionario, le emissioni sono assunte costanti nell'intervallo temporale di simulazione (generalmente un'ora).

Il codice consente di effettuare due tipi di simulazioni:

1. **“short term”**: fornisce concentrazioni medie orarie o giornaliere e quindi a breve termine, consentendo di individuare la peggior condizione possibile;
2. **“long-term”**: tratta gli effetti dei rilasci prolungati nel tempo, al variare delle caratteristiche atmosferiche e meteorologiche, e fornisce le condizioni medie nell'intervallo di tempo considerato, generalmente un anno e quindi a lungo termine.

La dispersione viene parametrizzata in funzione di variabili meteorologiche che descrivono la struttura termica e meccanica dei bassi strati dell'atmosfera e si avvale dell'utilizzo di due codici per elaborare i dati di input:

- Il preprocessore meteorologico AERMET, che consente di raccogliere ed elaborare i dati meteorologici rappresentativi della zona studiata, per calcolare i parametri dispersivi dello strato limite atmosferico; esso permette pertanto ad AERMOD di ricavare i profili verticali delle variabili meteorologiche più influenti sul trasporto e dispersione degli inquinanti;
- Il preprocessore orografico AERMAP, che permette di raccogliere ed elaborare le caratteristiche e l'altimetria del territorio, consentendo l'applicazione di AERMOD a zone sia pianeggianti che a morfologia complessa.

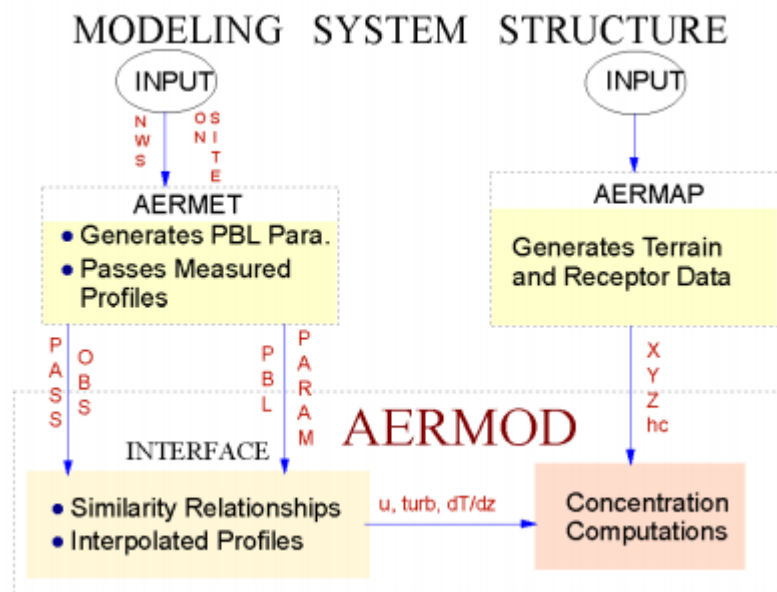


Figura 9.1 - Schema di elaborazione di Aermod – Fonte: Aermod User's Guide from EPA

Il codice di dispersione AERMOD, infine, dopo aver integrato le informazioni provenienti dai due preprocessori sopra illustrati, calcola le concentrazioni al suolo degli inquinanti emessi in atmosfera assumendo particolari ipotesi.

Nel caso di atmosfera stabile il codice suppone che l'inquinante diffonda nello spazio mantenendo una forma sia nella direzione orizzontale che verticale assimilabile ad una distribuzione gaussiana, mentre nel caso di atmosfera convettiva la forma adottata dal codice per diffondere il pennacchio riflette la natura non gaussiana della componente verticale della velocità del vento.

La descrizione del campo moto è fatta in accordo con la teoria di similitudine di Monin-Obhukov ed è pertanto più complessa rispetto a quella adottata dai modelli gaussiani classici, quali ISC3.

Anche le leggi che regolano l'allargamento del pennacchio di inquinante a distanze crescenti dalla sorgente sono ottenute da una parametrizzazione più fine, che include la dipendenza di essi con la quota altimetrica.

Aermod permette, inoltre, di modellizzare l'effetto della topografia sulla dispersione delle concentrazioni medie al suolo e di valutare i fenomeni di innalzamento del pennacchio indotti dai flussi di galleggiamento e di quantità di moto presenti all'uscita dei fumi al camino; è altresì possibile modellizzare i fenomeni di deposizione umida di inquinanti in caso di precipitazioni atmosferiche.

Definito un dominio di calcolo e suddiviso in maglie, da una griglia regolare, la concentrazione di inquinante è calcolata in ciascun nodo della griglia (x, y, z) dalla formula gaussiana seguente:

$$C(x, y, z) = \frac{Q}{2\pi\sigma_y\sigma_z u} e^{\frac{y^2}{2\sigma_y^2}} \left[e^{-\frac{(z-h_{eff})^2}{2\sigma_z^2}} + e^{-\frac{(z+h_{eff})^2}{2\sigma_z^2}} \right]$$

Equazione 9.1 - Concentrazione di inquinante

dove:

- $C(x, y, z)$ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$] è la concentrazione di inquinante presso il nodo della griglia;
- Q [g/s] è la portata di inquinante;
- $h_{eff} = h_s + \Delta h$ è l'altezza effettiva della sorgente, h_s è l'altezza della ciminiera e Δh è l'innalzamento del pennacchio legato a fenomeni termici e meccanici;
- u è la velocità del vento all'altezza h_s , calcolata secondo la consueta legge esponenziale;
- σ_x e σ_y sono parametri che descrivono la turbolenza atmosferica, calcolati sulla base della teoria della similitudine dello strato limite.

I modelli dispersivi stazionari di nuova generazione come Aermod richiedono, oltre ai dati di emissione, alle serie storiche di dati di vento, le variabili avanzate o stimate da opportuni pre-processor meteorologici:

- altezza dello strato limite;
- parametri di scala della turbolenza quali velocità di attrito, flusso di calore sensibile e lunghezza di Monin-Obhukov.

Tali parametri meteorologici sono stati acquisiti dall'ARPA Piemonte per l'intero anno 1988; anche se, apparentemente, può indurre a pensare che si abbia a che fare con dati non sufficientemente aggiornati, se si considera l'oggetto a cui ci si riferisce, seppure vi sia da anni un continuo e irreversibile cambiamento meteo-climatico, non si può giungere alla conclusione che i valori del 1988 si discostino apprezzabilmente dalla situazione attuale.

9.1.4 Dati richiesti dal modello

Il modello richiede in ingresso dati relativi alle caratteristiche fisiche delle emissioni e informazioni sull'andamento dei principali parametri meteorologici.

Nel caso specifico, sono state considerate solamente sorgenti di tipo puntuale e la posizione di ognuna di esse è stata indicata per mezzo delle coordinate di Gauss Boaga, Roma 40. Gli inquinanti considerati sono unicamente gli NO_x e le Polveri e vengono espressi come portate (g/s) con valori giornalieri calcolati su medie mensili. Il motivo per cui non si è tenuto conto degli SO_2 va ricercato nella tipologia di emissioni locali; avendo una netta prevalenza di caldaie alimentate a gas naturale, i fumi generati dal processo di combustione sono assai scarsi di composti a base di zolfo che, al contrario, si trovano ad alte concentrazioni, in combustibili quali legna e Gasolio.

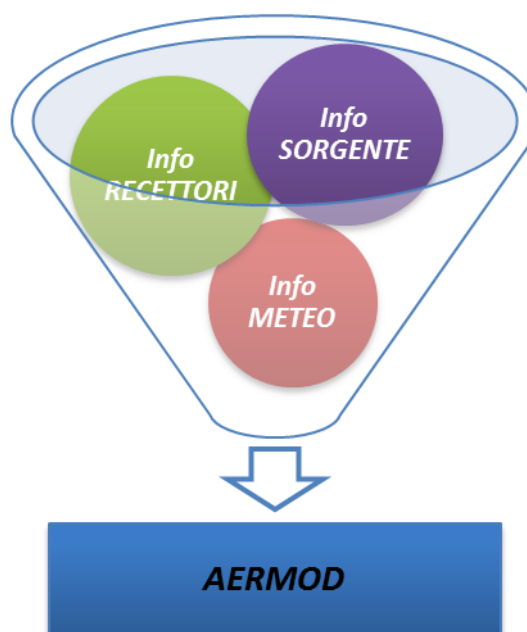


Figura 9.2 - Dati di input richiesti da *aermod*

In questo studio non si sono considerati i fenomeni di deposizione gravitazionale. Per introdurre la deposizione gravitazionale sarebbe stato necessario caratterizzare le emissioni definendo le classi dimensionali del particolato, la distribuzione di massa e la densità del particolato in ogni classe dimensionale e molti altri parametri, ed applicare l'algoritmo di deposizione contenuto nel modello.

9.1.5 Area di studio

L'area di studio, per le simulazioni effettuate, ha un'estensione di circa $40 \times 40 \text{ km}^2$, ed i punti di calcolo al suo interno sono stati collocati secondo una maglia di 200 m in entrambe le direzioni per un totale di 40.401 nodi.

Al fine di affinare il modello, è stata considerata l'orografia puntuale del suolo; si è ricostruito lo stendimento a griglia dei punti quotati, partendo da dieci rettangoli sequenziali di circa 160 km^2 per un totale di 1.616 km^2 .

Il territorio è generalmente pianeggiante, ma è presente nella regione a centro-est la collina torinese, che raggiunge quote oltre i 650 metri e che costituisce una barriera per i venti provenienti da quella direzione.

Nella zona ovest dell'area di studio è presente la zona collinare dell'anfiteatro morenico di Rivoli-Avigliana confinante a sud con il Monte San Giorgio, appartenente alle Alpi Cozie, e a nord con l'imbocco della bassa Val di Susa; ci si inoltra fino alle Valli di Lanzo al confine nord-nordovest

Le quote massime, situate su questi spartiacque naturali montani, superano i 2150 m s.l.m.

Nell'elaborazione, è stato necessario uniformare il sistema di riferimento delle coordinate cartografiche: mentre AERMOD è impostato su un sistema Gauss Boaga Roma 40, tutte le elaborazioni cartografiche tematiche effettuate fino ad ora, nel presente elaborato, sono state sviluppate in un sistema UTM – WGS84 (32°N); è stato necessario attuare una procedura di conversione, tramite il programma gratuito di conversione tra sistemi di coordinate di interesse nazionale, sviluppato dal Ministero dell'Ambiente. Il programma è veloce e affidabile, permette la conversione di

numerosi tipi di file e la trasformazione di coordinate fra diversi sistemi di riferimento in uso in Italia, sia geografiche che proiettate.

Il reticolo, ai nodi del quale, si sono simulate le concentrazioni degli NO_x è riportato nella pagina a seguire:

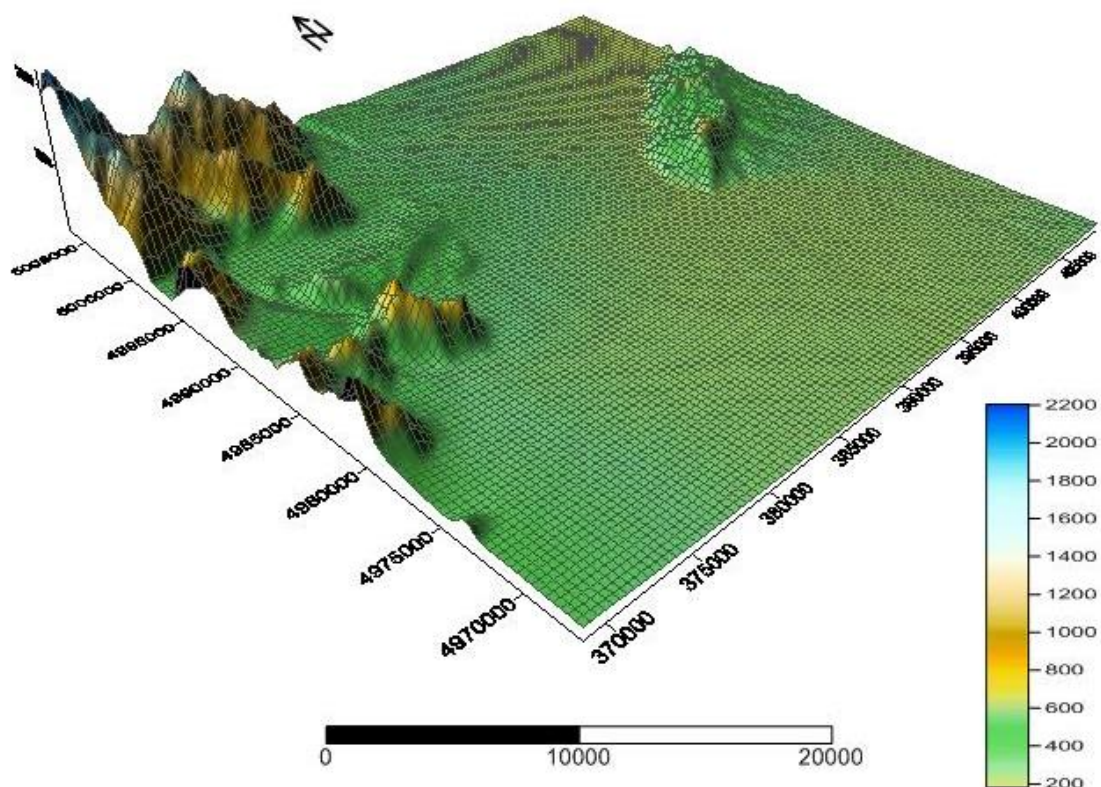


Figura 9.3 - Superficie 3D dell'area di studio con maglie quadrate di lato 200 m – Elaborazione con Surfer

9.1.6 Dati meteorologici utilizzati

Per quanto riguarda i dati meteorologici si è fatto riferimento allo studio promosso dalla Provincia di Torino, per la costruzione di una base dati dei campi di vento sul territorio provinciale. Tale informazione, ottenuta applicando avanzati modelli matematici ad una selezione di dati meteorologici significativi, costituisce un prezioso supporto, fornendo, su un anno di riferimento (1988), le informazioni necessarie alle applicazioni modellistiche.

Dall'elaborazione di tali dati, usati per le simulazioni, è emersa una situazione con prevalenza di venti a velocità ridotta e calme di vento, che facilita l'accumulo di inquinanti in atmosfera soprattutto durante i mesi autunnali ed invernali.

Si nota inoltre una predominanza di venti provenienti dai settori settentrionali, con maggiore frequenza per le direzioni da nord-est. Sono presenti inoltre in misura non trascurabile componenti da nord-nordovest, a maggior velocità, in grado di trasportare gli inquinanti emessi dalle sorgenti verso la collina, favorendo l'impatto contro l'orografia.

I dati meteo disponibili presentano le seguenti grandezze con unità di misura:

Grandezze	Unità di misura
Anno	-
Mese	-
Giorno	-
Ora	-
Direzione Vento	-
Velocità Vento	m/s
Temperatura	° K
Classe di stabilità	-
Altezza di rimescolamento rurale	m
Altezza di rimescolamento urbana	m
Altezza anemometro	m

Tabella 9.1 - Parametri meteorologici inseriti nel file AERMET

9.2 Impianti di Cogenerazione e Integrazione e Riserva

Le caratteristiche tecniche, tenute in considerazione nella modellizzazione delle emissioni dal camino dell'inceneritore, sono le seguenti:

- Tipo di sorgenti considerate: puntiforme;
- Applicazione in ambito urbano con orografia reale del suolo;
- Considerazione delle caratteristiche fisiche dei gas emessi;
- Riproduzione degli effetti dispersivi entro un raggio di 40 km dalla sorgente.

A seguire si analizzeranno tutti gli scenari cogenerativi relativi all'ampliamento del sistema di teleriscaldamento.

Sono di seguito riportati tutti i dati emissivi comuni a tutti gli scenari da inserire nel foglio di calcolo al fine di realizzare mappe iso-concentrazione medie annue partendo da valori medi mensili.

Temperatura di stack	Ts	$T_s [^{\circ}\text{C}] + 273,15 \text{ K}$	[K]
Diametro del camino	Ds	-	m
Altezza del Camino	Hs	-	m
Velocità di stack con galleggiamento	Vs	$[\text{m}^3/\text{s}] * (T_s/273,15)$	m/s

Tabella 9.2 - Ipotesi delle variabili di input in AERMOD

La Tabella 9.2 appena mostrata contiene le ipotesi delle variabili appartenenti a SRCPARAM di INPUT – AERMOD cioè le variabili di input.

Si è tenuto in considerazione l'innalzamento termico del pennacchio ossia la spinta verso l'alto dei fumi dovuta al delta di temperatura tra i fumi e l'aria ambiente.

Variabile		CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP TOnord	I&R TOnord	I& R BIT	I&R POLI
Hs	m	60	60	70	60	60	30	50,00
Ds	m	7,5	7,0	2,77	7,0	2,64	3,05	3,05
Vs	m/s	20,77	21,44	12,32	18,37	23,90	18,93	13,46
Ts	K	382,15	373,15	360,48	364,15	385,90	366,15	377,82

Tabella 9.3 - Variabili di input AERMOD per ogni sorgente

9.3 Utenze civili

Fonte non indifferente di inquinamento, è il riscaldamento degli edifici in contesto urbano.

Quando il combustibile primario è rappresentato da una netta prevalenza di Metano (nel caso studio ammonta a quasi il 95%) gli inquinanti che giocano un ruolo maggiormente impattante sono gli NO_x e il Particolato.

La conoscenza, per ogni impianto di riscaldamento delle caratteristiche impiantistiche (potenzialità, combustibili utilizzati, bruciatori,...), delle quantità di combustibile impiegata e degli orari di richiesta termica dall'utenza, costituisce il punto di partenza per la stima delle emissioni.

Dalla trattazione urbanistica effettuata nel terzo capitolo, è possibile risalire a tutti i parametri di input necessari alla simulazione.

La trattazione in tutti gli scenari è stata condotta seguendo lo schema a seguire:



Figura 9.4 - Flow-chart per la redazione delle carte di concentrazione al suolo delle emissioni sostituite.

1 È necessaria la conversione delle coordinate in quanto, mentre per le elaborazioni cartografiche svolte in GIS è stato adottato un sistema di riferimento WGS84, AERMOD si avvale di coordinate proiettate in Gauss-Boaga Roma 40; si è sfruttato il sistema di calcolo "Traspunto" messo a disposizione dalla Regione Piemonte (dallo studio POMA).

Per non essere ripetitivi, a seguire si inseriscono le coordinate baricentriche dei camini equivalenti che si collegheranno al teleriscaldamento in sostituzione delle caldaie domestiche dismesse:

	WGS84 – 32 N	
Stack	X (Est)	Y (Nord)
1	392.255,87	4.986.136,48
2	394.140,30	4.985.947,61
3	392.967,19	4.988.233,88
4	392.228,06	4.988.698,60
5	393.171,26	4.989.360,01
6	393.957,99	4.987.844,09
7	395.445,62	4.988.221,78
8	394.625,50	4.989.860,85
9	393.454,29	4.990.498,33
10	391.340,68	4.992.263,68
11	392.516,37	4.991.571,20
12	392.673,70	4.992.727,21
13	394.391,58	4.992.432,93
14	394.732,99	4.990.881,03
15	393.083,73	4.995.086,54
16	394.959,93	4.984.843,20
17	393.615,08	4.983.832,94
18	395.982,87	4.989.815,68
19	394.481,33	4.994.598,72

Tabella 9.4 – Coordinate baricentriche dei camini equivalenti – Caldaie domestiche spente

2

La serie di dati necessaria consta di:

- **Q_s [g/s] = Emissioni di NO_x medie mensili per ogni camino:** dopo aver generato la curva di richiesta termica relativa alle volumetrie rappresentative di ogni camino, si sono fatte le medie mensili (tramite valori giornalieri espressi in g/s);
- **H_s [m] = Altezza di Stack dei camini:** per ogni zona, a destinazione d'uso omogenea, si sono mediate le altezze degli edifici contribuenti alle emissioni (da calcoli spaziali-locali degli edifici presenti);
- **T_s [K] = Temperatura di Stack:** si è assunta, per ogni punto emissivo, una temperatura di uscita dei fumi di 413,15 K;
- **V_s [m/s] = Velocità di stack:** per ogni camino, pari a 10 m/s;
- **D_s = Diametro di stack [m]:** da letteratura si è adottato un diametro dei camini pari a 0,25 m.

3

Il foglio di input racchiude tutti i dati relativi a Sorgente, Concentrazione, Area di studio, Meteo e tipologia di output preferita.

4

Prima di procedere alle valutazioni cartografiche è assolutamente necessario capire se, durante le elaborazioni, il software ha riscontrato errori senza richiesta d'interruzione dell'elaborazione numerica.

5

Nel file PLT di output sono riassunti, per ogni nodo, i valori medi annui o giornalieri rilevati. Grazie all'interfaccia grafica di Surfer sono state generate carte iso-concentrazione bi-dimensionali e tri-dimensionali per meglio localizzare la dispersione e l'accumulo degli inquinanti al suolo.

9.4 Metodologia: Bilancio della concentrazione di NO_x e PM₁₀ al suolo

L'obiettivo della modellizzazione degli inquinanti al suolo, svolta fino a questo momento, non è incentrato sulla conoscenza, fine a se stessa, delle concentrazioni a terra degli NO_x e del PM₁₀ sia se si considerano le emissioni aggiunte delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva, sia se si considerano le emissioni sostituite delle caldaie. Le carte iso-concentrazione raccolte nell'Appendice 3, possono e devono, quindi, considerarsi solo un punto di partenza all'interno di un'analisi ambientale mirata a un bilancio degli apporti locali di ossidi di azoto.

Il bilancio al suolo degli inquinanti punta a definire l'effettiva conseguenza, in termini locali e di ricaduta al suolo, degli ossidi di azoto e del particolato (PM₁₀).

Seguendo il procedimento già sviluppato nella stima numerica del bilancio ambientale (Cfr. Capitolo 4), con la semplice sottrazione delle emissioni prodotte dalle caldaie (sostituite con il teleriscaldamento) alle emissioni apportate dalle centrali cogenerative, si genereranno le carte del bilancio ambientale.

Complessivamente si è ritenuto interessante sviluppare un'analisi di questo tipo nei seguenti casi:

- Bilancio delle concentrazioni al suolo medie annue;
- Bilancio delle concentrazioni nel giorno con massima ricaduta al suolo dal camino delle centrali di cogenerazione, integrazione e riserva;
- Bilancio delle concentrazioni al suolo nel giorno con massimo vantaggio del teleriscaldamento.

Capitolo 10

RICADUTA DI INQUINANTI AL SUOLO: CONCLUSIONI

10.0 Introduzione

Lo scopo del presente capitolo è di trarre le prime conclusioni in merito al carico inquinante che caratterizzerà i comuni della prima cintura di Torino, con l'ampliamento del sistema di teleriscaldamento. Si è cercato inoltre di definire la connessione tra tali pressioni ambientali, determinate dalle emissioni, e lo stato di qualità dell'aria, per mezzo della costruzione di mappe iso-concentrazione dei più significativi inquinanti atmosferici. Per la realizzazione di tali mappe è stato necessario simulare la dispersione in atmosfera degli inquinanti emessi da tutte le sorgenti considerate. Il capitolo si chiude con la redazione di mappe che rappresentano il carico totale degli inquinanti al suolo secondo diversi scenari critici legati alla dinamica del fenomeno di deposizione (raccolte nell'Appendice 3).

10.1 Ricadute di inquinanti emessi dalle centrali a servizio del sistema di Teleriscaldamento

Deposizione NO_x

Dalle mappe di deposizione al suolo emerge un comportamento predominante nella deposizione degli ossidi di azoto emessi dalle sorgenti cogenerative e di integrazione e riserva in studio:

- La collina torinese è il principale bersaglio di ricaduta e su di essa, su base annua, si vanno ad accumulare concentrazioni medie che dal I° scenario (anno 2014), con valori massimi di $6,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$, aumentano a valori di $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ nel X° scenario (anno 2023). Le frazioni comunali in collina, più interessate dalla ricaduta degli ossidi di azoto, sono San Vito e Val Salice. Inoltre negli ultimi scenari di ampliamento della produzione termo elettrica con cioè maggior sfruttamento della potenzialità degli impianti a disposizione, quasi tutta la zona collinare risulta essere interessata da presenza di NO_x per oltre $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$;
- Monte San Giorgio, montagna delle Alpi Cozie (Gruppo dell'Orsiera) alta 837 m s.l.m. si trova nel comune di Piossasco (TO) e per la sua posizione avanzata nella pianura torinese è il secondo recettore di inquinanti, preceduto solo dalla collina torinese. Dalle simulazioni medie annue vi sono valori non indifferenti di concentrazioni di NO_x che arrivano a $4 \mu\text{g}/\text{m}^3$;
- Le zone pedemontane all'imbocco della Val Susa e delle Valli di Lanzo, sono marginalmente interessate da un accumulo al suolo di NO_x con punte massime in prossimità del Comune di Almese precisamente a ridosso delle frazioni di Milanere;
- Nella zona pianeggiante urbanizzata invece, su base media annua, soprattutto per il massimo assetto impiantistico di produzione cogenerativa (anno 2023), la presenza di NO_x si nota principalmente nel Comune di Moncalieri probabilmente a causa della localizzazione di 3 sorgenti nello stesso con valori massimi di $2,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$;
- Le giornate del 26 dicembre presentano caratteristiche meteo climatiche che favoriscono la deposizione massima di NO_x al suolo: per ogni scenario

analizzato, è possibile notare la localizzazione dell'incidenza degli ossidi di azoto quasi esclusivamente nei pressi della collina torinese. I valori massimi di concentrazione passano da $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del I° scenario a $190 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del X° scenario; è importante notare che all'aumentare della concentrazione al suolo di NOx si accompagna un ampliamento superficiale della zona di impatto con prolungamento anche nella zona sud di Moncalieri fino ad arrivare a Carmagnola. In questa giornata probabilmente il vento a bassa velocità da ovest a est ha portato la plume a incidere principalmente sulla collina che si trova a est delle sorgenti emissive e che in questo contesto rappresenta la barriera naturale di deposizione;

- Le giornate del 03 gennaio presentano invece caratteristiche meteo climatiche diverse che, vedremo nei paragrafi successivi, favoriscono la deposizione al suolo delle caldaie domestiche da sostituire. In ogni caso, è possibile comunque notare la localizzazione della massima incidenza degli ossidi di azoto nei pressi della collina torinese ma quasi tutta l'area di studio è interessata dall'impatto degli NOx. I valori massimi di concentrazione passano da $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del I° scenario a $80 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del X° scenario quasi un raddoppio; è importante notare che all'aumentare della concentrazione al suolo di NOx si accompagna un ampliamento superficiale della zona di impatto che, se inizialmente (2014) interessava solala zona a est delle sorgenti, nell'ultimo scenario (2023) interessa quasi tutta l'area di studio. In questa giornata probabilmente il vento a bassa velocità con discreto potere di rimescolare l'atmosfera al suolo, ha portato la plume a incidere principalmente sulla collina che si trova a est delle sorgenti emissive ma anche in tutta la piana urbanizzata e sulle creste a ovest della pianura torinese;

Deposizione TSP-PM₁₀

Dalle mappe di deposizione al suolo del Particolato (PM₁₀) emerge un comportamento simile a quello degli ossidi di azoto ma caratterizzato da evoluzione diversa in funzione della natura dell'inquinante:

- La collina torinese è il principale bersaglio di ricaduta e su di essa, su base annua, si vanno ad accumulare concentrazioni medie che dal I° scenario (anno 2014) con valori massimi di $0,009 \mu\text{g}/\text{m}^3$ al X° scenario (anno 2023) con valori massimi di $0,015 \mu\text{g}/\text{m}^3$, concentrazioni oltre il doppio di quelle rintracciabili ai piedi del camino; le frazioni comunali in collina, più interessate dalla ricaduta degli ossidi di azoto, sono San Vito e Val Salice;
- Monte San Giorgio è, anche per la ricaduta al suolo di particolato, il secondo recettore di inquinanti. Dalle simulazioni medie annue vi sono valori di concentrazioni di TSP non indifferenti, soprattutto nell'ultimo scenario analizzato, che arrivano a $0,007 \mu\text{g}/\text{m}^3$;
- Le zone pedemontane all'imbocco della Val Susa e delle Valli di Lanzo, sono marginalmente interessate da un accumulo al suolo di TSP con punte massime in prossimità del Comune di Almese e di Avigliana.
- Nella zona pianeggiante urbanizzata invece, su base media annua, soprattutto per il massimo assetto impiantistico di produzione cogenerativa (anno 2023), la presenza di Particolato si nota principalmente nella zona di Torino Nord probabilmente a causa della localizzazione di 2 sorgenti contestuali (con maggiore concentrazione di Polveri nei fumi in uscita rispetto alle altre centrali) con valori massimi di $0,006 \mu\text{g}/\text{m}^3$;
- Le giornate del 26 dicembre presentano caratteristiche meteo climatiche che favoriscono la deposizione massima di Particolato al suolo per l'assetto impiantistico a servizio del teleriscaldamento: per ogni scenario analizzato, è possibile notare la localizzazione dell'incidenza massima del Particolato nei pressi della collina torinese. I valori massimi di concentrazione passano da $0,135 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del I° scenario a $0,210 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del X° scenario; è importante notare che all'aumentare della concentrazione al suolo di TSP si accompagna un ampliamento superficiale della zona di impatto con prolungamento in tutta la zona ovest, nord-ovest e sud-ovest del torinese e soprattutto negli ultimi scenari di ampliamento del teleriscaldamento, anche nell'imbocco della Valle di Susa e Valli di Lanzo. In questa giornata probabilmente il vento a bassa velocità

da ovest a est ha portato la plùme a incidere principalmente sulla collina con schiacciamento a sud e nord nel X° scenario;

- Le giornate del 03 gennaio presentano invece caratteristiche meteo climatiche diverse. In ogni caso, è possibile comunque notare la localizzazione della massima incidenza anche del TSP, come per gli NOx, nei pressi della collina torinese ma quasi tutta l'area di studio è interessata dall'impatto. I valori massimi di concentrazione passano da $0,035 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del I° scenario a quasi $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del X° scenario quasi un ordine di grandezza in più; è importante notare che mentre inizialmente la plume di deposito al suolo era molto definita soprattutto nella zona est degli impianti emittenti (anno 2014) nell'ultimo scenario (anno 2023) anche la zona a ovest rispetto gli impianti cogenerativi è interessata dalla deposizione e si espande interessando quasi tutta l'area di studio. In questa giornata probabilmente il vento a bassa velocità con discreto potere di rimescolare l'atmosfera al suolo, ha portato la plùme a incidere principalmente sulla collina che si trova a est delle sorgenti emissive ma anche in tutta la piana urbanizzata e sulle creste a ovest della pianura torinese.

10.2 Ricaduta di inquinanti al suolo evitati a seguito dello spegnimento di caldaie domestiche

Deposizione NOx

Dalle mappe di deposizione è possibile notare diversi benefici apportati dall'ampliamento del servizio di teleriscaldamento:

- La collina torinese è il principale bersaglio di recupero di inquinante e su di essa, su base annua, si vanno a risparmiare concentrazioni medie che dal I° scenario (anno 2014), con valori massimi di $1,7 \mu\text{g}/\text{m}^3$, aumentano a valori di $3,6 \mu\text{g}/\text{m}^3$ nel X° scenario (anno 2023). Le frazioni comunali in collina, più interessate dalla riduzione degli ossidi di azoto, sono San Vito, Val Salice, Revigliasco, Pecetto T.se, Pino T.se e San Felice . Inoltre negli ultimi scenari di

- ampliamento del teleriscaldamento, quasi tutta la zona collinare risulta essere interessata dal risparmio di NOx per oltre 2,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$;
- Le zone pedemontane all'imbocco della Val Susa e delle Valli di Lanzo, sono marginalmente interessate da un risparmio al suolo di NOx con punte massime di circa 0,6 $\mu\text{g}/\text{m}^3$;
 - Nella zona pianeggiante urbanizzata invece, su base media annua, soprattutto per la massima espansione del teleriscaldamento (anno 2023), la presenza di NOx si nota principalmente nel Comune di Torino a causa della localizzazione delle sorgenti nello stesso con valori massimi di 0,35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$;
 - Le giornate del 26 dicembre presentano caratteristiche meteo climatiche che favoriscono la deposizione massima di NOx al suolo da parte delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva, vediamo però a seguito dello spegnimento delle caldaie domestiche cosa cambia al suolo: per ogni scenario analizzato, è possibile notare la localizzazione dell'incidenza degli ossidi di azoto recuperati in dominanza sulle basse zone pedemontane della collina Torinese, collina di Rivoli, imbocco della Valle di Susa e della Valle di Lanzo. I valori massimi di concentrazione passano da 1,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ del I° scenario a 2,9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ del X° scenario; è importante notare che all'aumentare della concentrazione al suolo di NOx evitati si accompagna un ampliamento superficiale della zona di impatto con prolungamento anche nella zona sud di Moncalieri fino ad arrivare a Carmagnola, Virle e Scalenghe. In questa giornata probabilmente il vento a bassa velocità da ovest a est ha portato la plume a incidere principalmente sulle basse quote collinari che circondano le sorgenti emmissive e che in questo contesto rappresentano la barriera naturale di deposizione;
 - Le giornate del 03 gennaio presentano invece caratteristiche meteo climatiche diverse che, favoriscono la deposizione al suolo delle caldaie domestiche da sostituire. È possibile notare la localizzazione della massima incidenza degli ossidi di azoto nei pressi della collina torinese ma quasi tutta l'area di studio è interessata dall'impatto degli NOx evitati. I valori massimi di concentrazione passano da 20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ del I° scenario a 40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ del X° scenario

che corrisponde a un raddoppio; è importante notare che all'aumentare della concentrazione al suolo di NO_x si accompagna un ampliamento superficiale della zona di impatto che, se inizialmente (2014) interessava solo una stretta porzione che dal centro-ovest si espandeva al centro-est, nell'ultimo scenario (2023) interessa quasi tutta l'area di studio. In questa giornata probabilmente il vento a bassa velocità con discreto potere di rimescolare l'atmosfera al suolo, ha portato la plume a incidere principalmente sulla collina che si trova a est delle sorgenti emissive ma anche in tutta la piana urbanizzata e sulle creste a ovest della pianura torinese;

Deposizione TSP-PM₁₀

Dalle mappe di deposizione al suolo del Particolato (PM₁₀) emerge un comportamento diverso da quello degli ossidi di azoto caratterizzato da evoluzione che è funzione della natura dell'inquinante:

- La collina torinese è il principale bersaglio di recupero di inquinante e su di essa, su base annua, si vanno a risparmiare concentrazioni medie che dal 1° scenario (anno 2014), con valori massimi di 0,03 µg/m³, aumentano a valori di 0,07 µg/m³ nel X° scenario (anno 2023). Le frazioni comunali in collina, più interessate dalla riduzione del particolato PM₁₀ sono San Vito, Val Salice, Revigliasco, Pecetto T.se, Pino T.se e San Felice . Inoltre negli ultimi scenari di ampliamento del teleriscaldamento, quasi tutta la zona di pianura torinese risulta essere interessata dal risparmio di PM₁₀ per oltre 0,05 µg/m³;
- Le zone pedemontane all'imbocco della Val Susa e delle Valli di Lanzo, sono invece interessate da un peggioramento al suolo di PM₁₀ con punte massime di circa 0,05 µg/m³;
- Nella zona pianeggiante urbanizzata invece, così come per la collina torinese, si presenta un continuo miglioramento della qualità dell'aria al suolo, che evolve in parallelo all'ampliamento del Teleriscaldamento;
- Le giornate del 26 dicembre presentano caratteristiche meteo climatiche che favoriscono la deposizione massima di PM₁₀ al suolo da parte delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva, vediamo però a seguito dello

spegnimento delle caldaie domestiche cosa cambia al suolo: per ogni scenario analizzato, è possibile notare la localizzazione dell'incidenza dei PM_{10} recuperati in dominanza sulle basse zone pedemontane della collina Torinese, collina di Rivoli, imbocco della Valle di Susa e della Valle di Lanzo. In questa giornata probabilmente il vento a bassa velocità da ovest a est ha portato la plume emessa dalle centrali termiche a incidere principalmente sulle creste collinari di Torino che in questo contesto rappresentano la barriera naturale di deposizione;

- Le giornate del 03 gennaio presentano invece caratteristiche meteo climatiche diverse che, favoriscono la deposizione al suolo delle caldaie domestiche da sostituire. È possibile notare la localizzazione della massima incidenza del particolato nei pressi della collina torinese ma quasi tutta l'area di studio è interessata dall'impatto del PM_{10} evitato. I valori massimi di concentrazione passano da $0,35 \mu g/m^3$ del 1° scenario a $0,80 \mu g/m^3$ del X° scenario che corrisponde a un raddoppio; è importante notare che all'aumentare della concentrazione al suolo di PM_{10} si accompagna un ampliamento superficiale della zona di impatto che, se inizialmente (2014) interessava già una buona porzione dell'area di studio, nell'ultimo scenario (2023) interessa quasi tutta l'area di studio. In questa giornata probabilmente il vento a bassa velocità con discreto potere di rimescolare l'atmosfera al suolo, ha portato la plume evitate delle caldaie domestiche spente a incidere principalmente sulla collina che si trova a est delle sorgenti emissive ma anche in tutta la piana urbanizzata e sulle creste a ovest della pianura torinese.

10.3 Bilancio al suolo degli inquinanti

Riassumendo i **risultati ottenuti dalla modellazione dei bilanci di ricaduta al suolo degli ossidi di azoto** è possibile esprimere che, su scala locale:

- ***Su base media annua***, l'ampliamento del teleriscaldamento supportato dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva di Torino e Moncalieri, nel caso di sostituzione delle vecchie caldaie a Metano e Gasolio appartenenti alle utenze civili dei comuni di Grugliasco, Moncalieri, Nichelino e Torino, arreca al suolo un peggioramento diffuso della qualità dell'aria.

Le cause dominanti possono essere ricercate su due aspetti peculiari: mentre le centrali termo-produttive, seguendo il ciclo di funzionamento ipotizzato, emettono fumi inquinanti in maniera pressoché per tutto l'arco dell'anno, le utenze civili, anche nel caso di estensione del TLR massimo dell'anno 2023, presentano nette variazioni di richiesta termica su base annua con valori massimi ben al di sotto della potenzialità delle centrali cogenerative. Trattandosi di valori medi annui, il periodo estivo che, dal 31 maggio va al 31 agosto, rimane praticamente molto meno sfruttato in termini di sostituzioni con TLR.

I valori massimi passano da $5,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2014 a $9 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

- ***Nel giorno di massima ricaduta la suolo di inquinanti per il sistema cogenerativo (26 Dicembre)***, per ogni scenario di allacciamento alla rete di Teleriscaldamento in sostituzione alle caldaie tradizionali delle utenze civili, si registra al suolo un aumento potenziale delle concentrazioni di inquinanti; questo scenario di ricaduta si presenta soprattutto nella zona collinare di Torino e per i Comuni a ovest di questa. I valori registrati al suolo passano da $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il 26/12/2014 a $190 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il 26/12/2023.

Al contrario, lievi miglioramenti ambientali si riscontrano, con punte in positivo di $-5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il 2014 e $-10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il 2023, sui rilievi orografici che circondano la piana alluvionale del Torinese: si sta facendo riferimento ai versanti della Bassa Val Susa, all'imbocco delle Valli di Lanzo e sulla collina morenica di Rivoli-Avigliana.

Nonostante queste zone a bilancio ambientale negativo, se si pensa alle aree cui si fa riferimento (pedemontane non immerse nell'inquinamento dei trasporti e con scarsa densità di abitanti), ci si rende conto che in realtà questi apporti negativi non risultano così negativi poiché le concentrazioni di fondo hanno una base annua ben inferiore a un generico centro urbano a media densità.

- ***Nel giorno di massima sostituzione alle caldaie locali per mezzo dello spegnimento delle caldaie domestiche sostituite dall'allacciamento alla rete di TLR (03 Gennaio)***, le aree interessate da un risparmio al suolo di ossidi di azoto sono localizzate principalmente nella zona di Torino est e nelle aree pedemontane della collina torinese nel versante nord; il benefico derivante da tale bilancio presenta picchi massimi di $-15 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2014 fino a raddoppiare con valori di $-30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ nel 2023.

Sui versanti pedemontani, già più volte citati, vi sono apporti negativi di ossidi di azoto a seguito del bilancio ambientale. Evidente soprattutto nel massimo scenario di ampliamento del teleriscaldamento, le aree di influenza negative con apporti al suolo di NO_x vicino agli impianti di Moncalieri e Torino nord con punte che rispetto al 26 Dicembre scendono a valori di $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2014 e $75 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2023.

Riprendendo i valori derivanti dal bilancio ambientale numerico (Cfr. Capitolo 4) si nota subito che questi non possono considerarsi l'unico strumento decisionale per scelte ambientali definitive. Al contrario, le mappe di concentrazione al suolo degli inquinanti, consentono di verificare, con buona precisione, i livelli di inquinante potenzialmente percepibili ai bersagli recettori (uomo, animali e ambiente) insediati nel territorio.

Riassumendo i **risultati ottenuti dalla modellazione dei bilanci di ricaduta al suolo del Particolato PM_{10}** è possibile esprimere che, su scala locale:

- ***Su base media annua***, l'ampliamento del teleriscaldamento supportato dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva di Torino e Moncalieri, nel caso di sostituzione delle vecchie caldaie a Metano e Gasolio appartenenti alle

utenze civili dei comuni di Grugliasco, Moncalieri, Nichelino e Torino, arreca al suolo un miglioramento diffuso della qualità dell'aria.

Le cause dominanti possono essere ricercate nel fattore di emissione che vede valori molto bassi per le centrali cogenerative (dotate di filtri appositi).

È possibile notare come il recupero ambientale di Particolato al suolo, con l'ampliamento del teleriscaldamento e quindi lo spegnimento delle caldaie domestiche passa da valori di $-0,032 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2014 fino a valori di $-0,07 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2023. Residue aree di peggioramento si possono intercettare nelle zone pedemontane della Val di Susa e di Lanzo con picchi di particolato al suolo di $0,005 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Trattandosi di valori medi annui, il periodo estivo che, dal 31 maggio va al 31 agosto, rimane praticamente molto meno sfruttato in termini di sostituzioni con TLR.

- ***Nel giorno di massima ricaduta la suolo di inquinanti per il sistema cogenerativo (26 Dicembre)***, per ogni scenario di allacciamento alla rete di Teleriscaldamento in sostituzione alle caldaie tradizionali delle utenze civili, si registra al suolo una variazione delle concentrazioni di inquinanti; questo scenario di ricaduta si presenta praticamente in quasi tutta l'area di studio. I valori negativi di miglioramento ambientale registrati al suolo passano da $-0,04 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il 26/12/2014 a $-0,05 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il 26/12/2023; quello che però è eclatante non è la variazione massima ma l'estensione dell'area che nel 2023 è sempre maggiore.

Al contrario, peggioramenti ambientali si riscontrano, con punte di $0,13 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il 2014 e $0,19 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il 2023, sui rilievi della collina torinese.

Nonostante queste zone a bilancio ambientale negativo, se si pensa alle aree cui si fa riferimento (pedemontane non immerse nell'inquinamento dei trasporti e con scarsa densità di abitanti), ci si rende conto che in realtà questi apporti negativi non risultano così negativi poiché le concentrazioni di fondo hanno una base annua ben inferiore a un generico centro urbano a media densità.

- ***Nel giorno di massima sostituzione alle caldaie locali per mezzo dello spegnimento delle caldaie domestiche sostituite dall'allacciamento alla rete di TLR (03 Gennaio)***, le aree interessate da un risparmio al suolo di particolato PM₁₀ sono localizzate principalmente in tutta l'area di studio; il benefico derivante da tale bilancio presenta picchi massimi di $-0,38 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2014 fino a raddoppiare con valori di $-0,8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ nel 2023.
Sui versanti pedemontani, già più volte citati, vi sono risparmi di particolato al suolo a seguito del bilancio ambientale. Evidente soprattutto nel massimo scenario di ampliamento del teleriscaldamento, le aree di influenza positive con risparmio al suolo di PM₁₀ di $-0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2014 e $-0,03 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2023.

Riprendendo i valori derivanti dal bilancio ambientale numerico (Cfr. Capitolo 6) si nota subito che nel caso del particolato possono considerarsi uno strumento allineato alle mappe di concentrazione al suolo degli inquinanti, consentono di verificare, con buona precisione, i livelli di inquinante potenzialmente percepibili ai bersagli recettori (uomo, animali e ambiente) insediati nel territorio.

Capitolo 11

CONCLUSIONI

11.0 Introduzione

La cogenerazione è una tecnologia che consente di incrementare l'efficienza energetica complessiva di un sistema di conversione energetica; per spiegarne il motivo occorre analizzare i rendimenti.

Il coefficiente di rendimento è caratteristico per ogni tipo di motore e rappresenta il rapporto tra la resa energetica che ne deriva e il combustibile introdotto.

I grandi motori termoelettrici hanno, pur generalizzando molto, un coefficiente di rendimento discretamente alto che può raggiungere un 55%. Ma, il medesimo motore, quando produce in cogenerazione, presenta coefficienti che raggiungono l'85%, perché il potere calorifero del combustibile è utilizzato al meglio, con un'effettiva ottimizzazione dei processi.

Naturalmente gli investimenti per adattare i motori di una centrale termoelettrica alla cogenerazione sono notevoli, ma qualora sia possibile creare una rete di teleriscaldamento, i risultati sono sempre vantaggiosi. Va considerato, infatti, il periodo di utilizzo di queste macchine, che arriva anche a 30-40 anni.

Ciò premesso, la finalità dello studio effettuato nella presente tesi, è stata la comparazione tra un recupero termoelettrico in cogenerazione e un tradizionale recupero elettrico del potenziale termico a seguito di un processo di combustione.

L'oggetto su cui si sono fatti questi raffronti è il sistema di cogenerazione, integrazione e riserva presente tra il Comune di Torino e di Moncalieri.

L'analisi si è avvalsa di diversi strumenti:

- ✕ Bilancio Ambientale;
- ✕ Valutazione delle esternalità;
- ✕ Ricaduta al suolo degli inquinanti.

Si sono inoltre tenuti in considerazione dieci diversi scenari di cessione dell'energia elettrica e termica alla rete:

- Assetto elettrico;
- Assetto cogenerativo:
 - **I Scenario:** utenze collegate al teleriscaldamento nell'anno 2014;
 - **II Scenario:** utenze collegate al teleriscaldamento nell'anno 2015;
 - **III Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2016;
 - **IV Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2017;
 - **V Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2018;
 - **VI Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2019;
 - **VII Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2020;
 - **VIII Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2021;
 - **XI Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2022;

- **X Scenario:** previsione di collegamento al teleriscaldamento per l'anno 2023.

Volendo dare un'idea di massima, su cosa avviene a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento, è possibile dire che, su scala locale, in termini di bilancio ambientale, alcuni inquinanti considerati subiscono un peggioramento più o meno cospicuo mentre altri subiscono un miglioramento.

Passando alla scala globale, il discorso è migliorativo soprattutto per gli ossidi di azoto e per il particolato.

Entrando in merito ai risultati riscontrati, utilizzando i diversi strumenti di analisi, è stato possibile trarre conclusioni di origine multidisciplinare ma, sicuramente, le mappe di concentrazione al suolo degli NO_x e del PM₁₀ giocano un ruolo fondamentale per l'analisi locale.

11.1 Conclusioni sul bilancio ambientale

Il bilancio ambientale ha fornito le basi numeriche per la comparazione tra i diversi scenari cogenerativi da quello elettrico; risultati vantaggiosi su scala locale sono emersi per il Particolato (PM₁₀) e per gli ossidi di zolfo (SO₂) per cui, allargando la rete di teleriscaldamento e il calore prodotto dal sistema di recupero termico, si è giunti a un risparmio in atmosfera – nel massimo scenario di teleriscaldamento si sono, infatti, riscontrati valori positivi (con segno (-)) rispettivamente di -266 t/anno per gli ossidi di zolfo e -76,4 t/anno per il particolato.

Discorso ben diverso per la dimensione globale di studio in cui, per ogni scenario – cogenerativo ed elettrico – vi sono positività per gli ossidi di azoto, per le Polveri e per gli ossidi di zolfo.

Come già anticipato nelle considerazioni del quarto capitolo, in termini di bilancio ambientale, l'unico inquinante realmente descritto da tale strumento di analisi è l'anidride carbonica: nonostante vi siano, in ogni caso di funzionamento dell'impianto, importanti emissioni in atmosfera del suddetto inquinante, all'aumentare della percentuale di calore co-generato, diminuisce nettamente la quantità di CO₂ che, se dallo scenario meno esteso di teleriscaldamento assume valori di quasi - 2.371.127 t/Y,

nel funzionamento cogenerativo più virtuoso (X scenario), si porta a valori di circa - 3.076.253 t/Y.

Verificando ulteriormente i valori del Bilancio ambientale con la metodologia delle esternalità, i risultati assumono maggior significato, non solo per l'anidride carbonica, ma per tutti gli inquinanti studiati.

11.2 Conclusioni sulle Esternalità

Ragionando su base annua, nell'analisi locale, per i primi tre scenari, la valutazione monetaria del bilancio ambientale è, complessivamente negativa mentre, passando al dal quarto al decimo scenario, complessivamente il bilancio delle esternalità è in attivo (esternalità positive).

Passando all'analisi globale delle esternalità, s'inizia a tenere in considerazione non solo degli ossidi di azoto, degli ossidi di zolfo e delle polveri sottili ma anche dell'anidride carbonica; questa dà un buon contributo al bilancio economico. Per entrambi gli assetti, cogenerativo ed elettrico, il valore monetario è risultante per lo più dal bilancio tra CO₂, NO_x e PM₁₀ mentre gli ossidi di zolfo rivestono solo un ruolo secondario.

Nel massimo assetto cogenerativo, l'ammontare dei valori monetari relativi alla CO₂ è di oltre 58 milioni di euro l'anno che, in linea teorica, il gestore del sistema di teleriscaldamento dovrebbe incassare per via diretta o indiretta dai bersagli coinvolti dall'impatto ambientale evitato. Allo stesso modo, su scala globale il Particolato PM₁₀ dà evidenza di recuperi di esternalità positive dello stesso ordine di grandezza dell'anidride carbonica, con valori leggermente inferiori.

È ben noto che la metodologia rigorosa espressa dall'ExternE implica la conoscenza dettagliata di ogni possibile recettore e degli effetti dose-risposta a esso associati a seguito dell'entrata in contatto o meno con l'inquinante. A tal fine si riportano tre

brevi trafiletti sugli effetti sull'uomo, sull'ambiente e sullo smog fotochimico, originati dagli NO_x al suolo:

- ***Effetti degli NO_x sull'uomo***

L'azione sull'uomo dell'ossido di azoto è relativamente blanda; inoltre, a causa della rapida ossidazione a biossido di azoto, si fa spesso riferimento esclusivo solo a quest'ultimo inquinante, giacché è molto più tossico del monossido. Il biossido di azoto è un gas irritante per le mucose e può contribuire all'insorgere di varie alterazioni delle funzioni polmonari, bronchiti croniche, asma ed enfisema polmonare. Lunghe esposizioni, anche a basse concentrazioni, provocano una drastica diminuzione delle difese polmonari con conseguente aumento di rischio di affezioni alle vie respiratorie.

Gli effetti del biossido di azoto si manifestano generalmente parecchie ore dopo l'esposizione, così che spesso le persone normalmente non si rendono conto che il loro malessere è dovuto all'aria inquinata che hanno respirato.

Per il biossido di azoto l'Organizzazione Mondiale per la Sanità (OMS) raccomanda il limite guida orario di 200 µg/m³, il limite per la media annuale è invece 40 µg/m³. Per un'esposizione di mezz'ora la concentrazione di 560 µg/m³ è la più alta concentrazione alla quale non si hanno effetti rilevabili. Brevi esposizioni a 50-150 mg/m³ provocano risentimenti polmonari; 100 mg/mc, inalati per 1 minuto, provocano notevoli danni al tratto respiratorio; concentrazioni di 300-400 mg/mc portano alla morte per fibrosi polmonare.

- ***Effetti degli NO_x sull'ambiente***

L'inquinamento da biossido di azoto ha un impatto sulla vegetazione di minore entità rispetto al biossido di zolfo. In alcuni casi, brevi periodi di esposizione a basse concentrazioni possono incrementare i livelli di clorofilla; lunghi periodi causano invece la senescenza e la caduta delle foglie più giovani.

Il meccanismo principale di aggressione comunque è costituito dall'acidificazione del suolo; gli inquinanti acidi causano un impoverimento del terreno per la perdita di ioni

calcio, magnesio, sodio e potassio e conducono alla liberazione di ioni metallici tossici per le piante.

Da notare che l'abbassamento del pH compromette anche molti processi microbici del terreno, fra cui l'azoto fissazione.

Gli ossidi di azoto e i loro derivati danneggiano anche edifici e monumenti, provocando un invecchiamento accelerato in molti casi irreversibile.

- ***Lo smog fotochimico***

Lo smog fotochimico è un particolare inquinamento dell'aria che si produce nelle giornate caratterizzate da condizioni meteorologiche di stabilità e di forte insolazione. Gli ossidi di azoto (NO_x) e i composti organici volatili (VOC), emessi nell'atmosfera da molti processi naturali o antropogenici, vanno incontro a un complesso sistema di reazioni fotochimiche indotte dalla luce ultravioletta presente nei raggi del sole; il tutto porta alla formazione di ozono (O₃), perossiacetil nitrato (PAN), perossibenzoil nitrato (PBN), aldeidi e centinaia di altre sostanze.

Tali inquinanti secondari vengono indicati col nome collettivo di smog fotochimico. Questo particolare smog si può facilmente individuare per il suo caratteristico colore che va dal giallo-arancio al marroncino, colorazione dovuta alla presenza nell'aria di **grandi quantità di biossido di azoto**. I composti che costituiscono lo smog fotochimico sono sostanze tossiche per gli esseri umani, per gli animali ed anche per i vegetali, inoltre sono in grado di degradare molti materiali diversi per il loro forte potere ossidante.

Il termine smog deriva dall'unione di due parole inglesi: **smoke (cioè fumo) e fog (nebbia)**. Inizialmente questa parola faceva riferimento esclusivo ad un tipo di inquinamento particolarmente diffuso nel passato: lo smog industriale, detto anche smog classico. Questo smog, di colore grigio-nerastro, era frequente nelle ore prossime all'alba, in condizioni di bassa insolazione, bassa velocità del vento e temperatura prossima a 0°C; quindi era più comune nella stagione autunnale ed invernale. Veniva prodotto quando il fumo ed il biossido di zolfo liberati nel corso della combustione del carbone si combinavano con la nebbia ed era talmente tossico da

provocare decine di migliaia di morti ogni anno. A partire dagli anni '50, l'utilizzo di altri combustibili fossili e di altre fonti energetiche, come la nucleare o l'idroelettrica, ha ridotto di molto la frequenza e la gravità dei fenomeni di smog industriale.

11.3 Conclusioni sulle ricadute al suolo di inquinanti

In ultima analisi è stata valutata la ricaduta al suolo degli ossidi di azoto e del particolato e se ne vuole, in questo contesto, definire ogni aspetto riassuntivo in merito.

Nella previsione degli effetti di una sorgente inquinante sulla qualità dell'aria circostante, è necessario diversificare le scale spaziali e le fenomenologie appartenenti al processo.

In ogni simulazione effettuata, si è tenuto conto di valutazioni prettamente locali su fenomeni solo fisici, considerando quindi l'inquinante conservativo (molto volatile privo di trasformazioni).

L'obiettivo è stato modellare fenomeni di trasporto fisico degli NO_x e del Particolato (TSP = PM₁₀) così da comprendere il campo di concentrazione al suolo nell'intorno del punto sorgente con raggio di 20 Km; in merito alla sorgente è necessario puntualizzare che l'inquinante emesso è governato da due forme evolutive successive:

- **Fluidodinamica iniziale** in cui il moto è verticale verso l'alto e portato avanti dalle specifiche di emissione (velocità di uscita, Temperatura, Portata,...)
- **Fluidodinamica atmosferica** in cui a manovrare le traiettorie del fluido sono le correnti atmosferiche che tendono a uniformare il sistema.

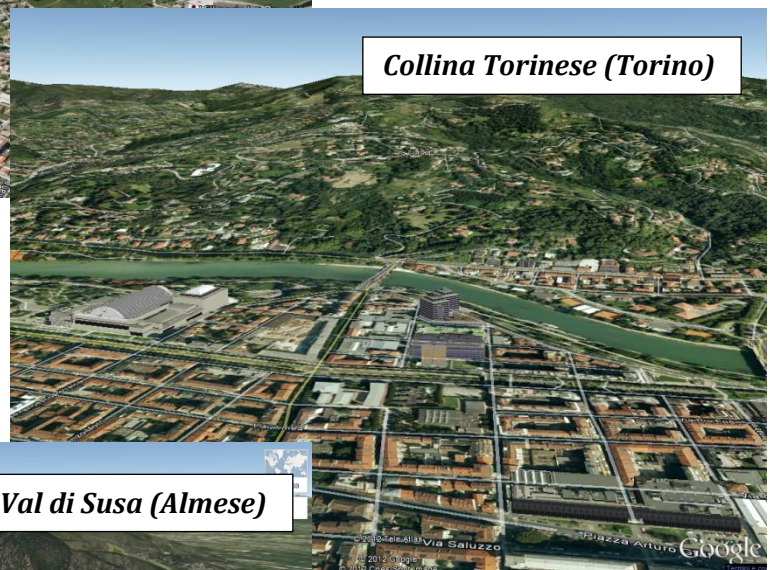
L'obiettivo dello studio però è stato incentrato sulla valutazione al suolo del fenomeno dispersivo degli ossidi di azoto; punto fondamentale da cui partire è stata la caratterizzazione della sorgente per cui si è preso in considerazione i seguenti aspetti:

- **Aspetto geometrico:** altezza dal suolo del camino e diametro di uscita;
- **Aspetto cinetico:** velocità assiale di uscita del flusso;
- **Aspetto termico:** gradiente di temperatura del fumo rispetto all'aria circostante il camino che tende a spingere per galleggiamento il flusso verso l'alto;
- **Condizioni orografiche** → Rugosità superficiale;

- **Condizioni atmosferiche:** assorbimento dei fenomeni cinetici del flusso emissivo una volta entrato in atmosfera → Stabilità atmosferica.

Avendo imposto flussi emissivi continui per tutto l'arco dell'anno, seppur essi variabili, la configurazione delle emissioni a camino sarà un Plùme gaussiano con una capacità di ricaduta al suolo che è funzione delle condizioni meteo-climatiche e orografiche.

In termini geografici locali, le zone più interessate da un bilancio ambientale negativo di NO_x , su base media annua, a seguito della comprensione dei modelli di ricaduta al suolo degli ossidi di azoto, sono:



I fattori limitanti di questi accumuli sono, da un lato la quota di emissione (limitata entro 70 m) dalle sorgenti impattanti delle centrali cogenerative e dall'altro l'andamento orografico che tende a contenere i venti provenienti da nord-est.

Dovendo fotografare le carte di concentrazione al suolo estrapolate dall'elaborazione per mezzo del modello gaussiano di Aermid, si può dire che, su base media annua, a seguito dell'ampiamento del teleriscaldamento, si riscontrano al suolo concentrazioni aggiunte (rispetto all'attuale situazione) destinate ad aumentare con l'ampiamento dei quartieri teleriscaldati: nel 2014 la massima registrata era dell'ordine di $5,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ mentre nel 2023 il picco medio annuo di NO_x al suolo stimato è di $9 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Tale andamento peggiorativo deriva, innanzitutto, dalla bassa capacità di tamponare le emissioni da parte delle caldaie locali nei mesi estivi, mesi in cui il sistema di cogenerazione mantiene portate emissive pressoché continue e costanti; inoltre, la differenza dell'altezza di stack delle emissioni incide profondamente poiché, proprio nelle zone critiche pedemontane, i camini delle caldaie non riescono a svolgere il loro ruolo di tampone.

Passando però al giorno di massimo vantaggio per l'ausilio del Teleriscaldamento – 03 Gennaio – si possono notare vantaggi non indifferenti con recuperi al suolo di ossidi di azoto che possono sfiorare picchi massimi di $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a fronte però di zone peggiorative con picchi nell'ultimo scenario di $75 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Vantaggi locali riscontrabili prevalentemente nella zona est di Torino e primi Comuni limitrofi che si tramutano in svantaggio nelle zone anzi citate collinari e pedemontane. Zone a peggioramento evidenti per questo giorno, anche nei pressi degli impianti di cogenerazione di Moncalieri e di Torino nord.

Infine, visionando il bilancio al suolo delle concentrazioni di NO_x al 26 Dicembre, giorno in cui il sistema alimentante la rete di teleriscaldamento è capace di far registrare massime concentrazioni, ancora una volta prevale l'azione sostitutiva delle caldaie con valori positivi di circa $190 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il X scenario. In contrasto con quanto detto fino ad ora, il giorno 26 Dicembre dà evidenza di ampie aree di risparmio di NO_x al suolo soprattutto nelle aree pedemontane a est del comune di Torino e agli imbocchi delle vallate.

Discorso bene diverso per la ricaduta al suolo del particolato.

Su base media annua vi sono aree molto estese che fanno registrare al suolo recupero di TSP dell'ordine di $0,07 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il X scenario mentre zone di peggioramento si notano sulle punte del Monte San Giorgio e all'imbocco con le vallate a ovest di Torino. Il 26 Dicembre, vede valori di peggioramento al suolo con punte di $0,19 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il X Scenario su buona parte della collina torinese. Andamento contrapposto per il 03 Gennaio ove sulla collina torinese e in quasi tutta l'area di studio si recuperano polveri fino a picchi di $0,8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ con lievi peggioramenti in prossimità degli impianti di cogenerazione di Moncalieri e Torino nord.

Lo studio non vuole porre come obiettivo ultimo quello di definire al suolo cosa cambia in termini di concentrazioni aggiunte o sottratte a quelle esistenti ma, partendo da queste, verificare per mezzo della metodologia rigorosa delle esternalità, il reale costo sociale derivante dalle modifiche ambientali apportate.

Le mappe estrapolate dalle simulazioni riportano importanti risultati che, da studi futuri potrebbero essere sviluppati seguendo una linea guida che si può riassumere in cinque punti:

- Identificazione dei recettori (persone) che entrano a contatto con le modifiche apportate dalle carte del bilancio ambientale;
- Valutazione dei fattori di esposizione degli stessi;
- Stima degli inquinanti bio-accumulati dai recettori;
- Verifica degli effetti dose-risposta sui recettori;
- Quantificazione monetaria degli effetti igienico-sanitari.

Appendice 1

Scenari di studio

A1.0 Introduzione

La finalità della presente Appendice è elencare in modo dettagliato gli scenari riassunti già nel capitolo 4.

A1.1 Primo assetto Cogenerativo per l'anno 2014

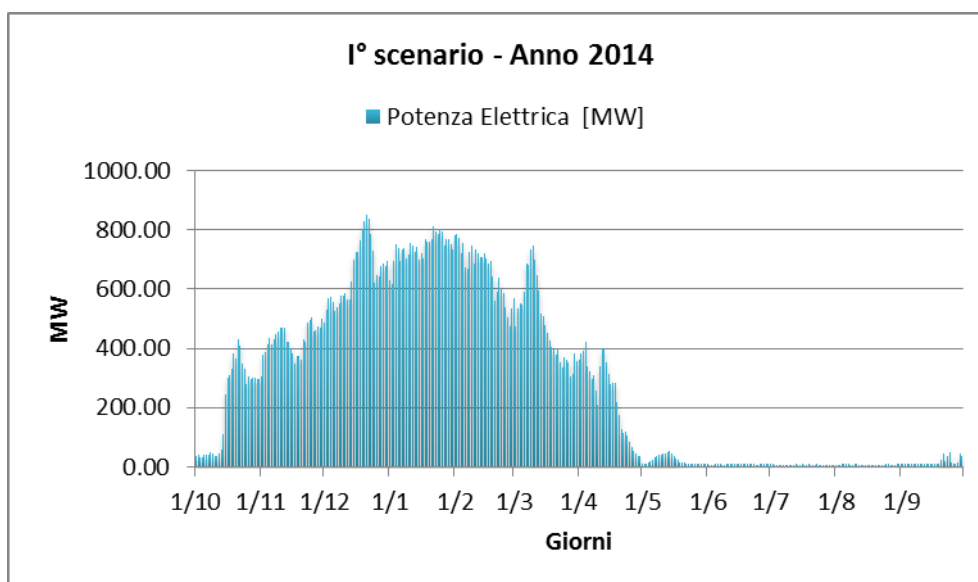


Figura Apx 1. 1 - Potenza termica richiesta dall'utenza del I° scenario analizzato – Anno 2014

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	223,76	226,04	240,12	689,92
Febbraio	197,66	202,36	212,58	612,59
Marzo	196,80	211,35	241,64	649,78
Aprile	175,14	190,43	197,91	563,49
Maggio	167,12	167,53	174,40	509,05
Giugno	0,00	160,44	168,78	329,22
Luglio	167,26	165,54	174,35	507,15
Agosto	166,87	144,15	151,85	462,87
Settembre	161,82	0,00	0,00	161,82
Ottobre	181,46	192,13	182,18	555,77
Novembre	205,18	218,52	201,00	624,69
Dicembre	219,61	224,71	233,91	678,23
2014	2062,67	2103,20	2178,73	6344,60

Tabella Apx 1.1 – Energia elettrica annua prodotta – I° Scenario 2014

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA TERMICA
Gennaio	151,14	155,48	0,00	125,03	103,31	9,75	5,63	550,33
Febbraio	126,80	137,37	0,00	105,92	65,69	8,37	3,83	447,97
Marzo	87,26	111,74	0,44	121,44	39,60	1,63	1,34	363,45
Aprile	45,71	92,03	0,21	31,15	2,08	0,11	0,00	171,29
Maggio	1,53	12,30	0,86	2,79	0,00	0,00	0,00	17,48
Giugno	0,00	5,86	0,86	0,28	0,00	0,00	0,00	7,00
Luglio	0,78	5,07	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	5,97
Agosto	2,64	0,00	0,11	3,65	0,00	0,00	0,00	6,40
Settembre	6,88	2,18	0,30	2,87	0,00	0,00	0,00	12,23
Ottobre	48,59	76,93	0,03	21,29	1,16	0,01	0,05	148,05
Novembre	107,24	136,13	0,00	57,51	7,70	0,07	0,07	308,72
Dicembre	142,72	153,00	0,24	115,40	66,36	4,02	4,02	485,75
2014	721,30	888,07	3,17	587,33	285,89	23,95	14,93	2524,64

Tabella Apx 1.2 – Energia termica annua prodotta – I° Scenario 2014

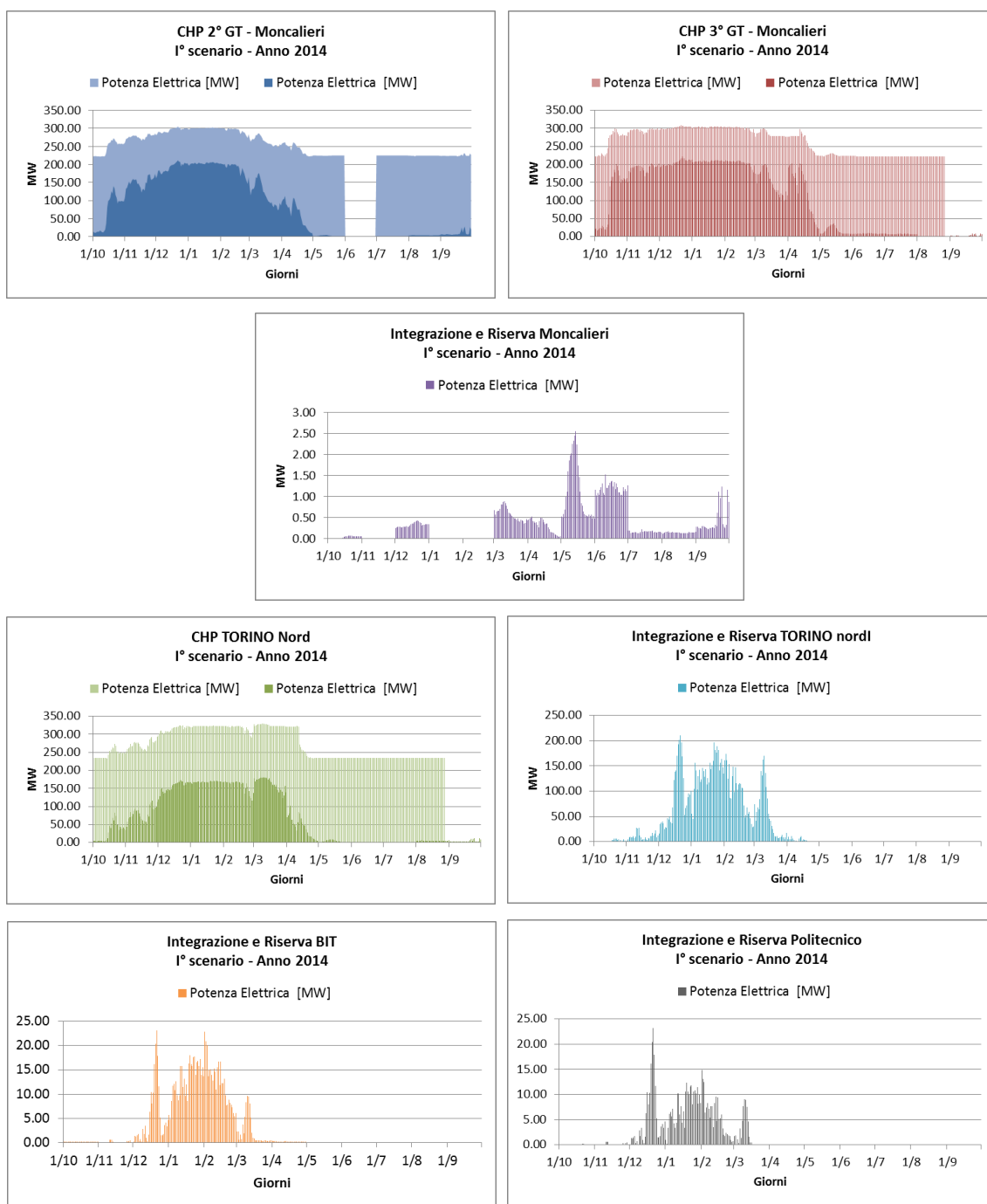


Figura Apx 1.2 - Assetto cogenerativo I° scenario – Anno 2014

A1.2 Secondo assetto Cogenerativo per l'anno 2015

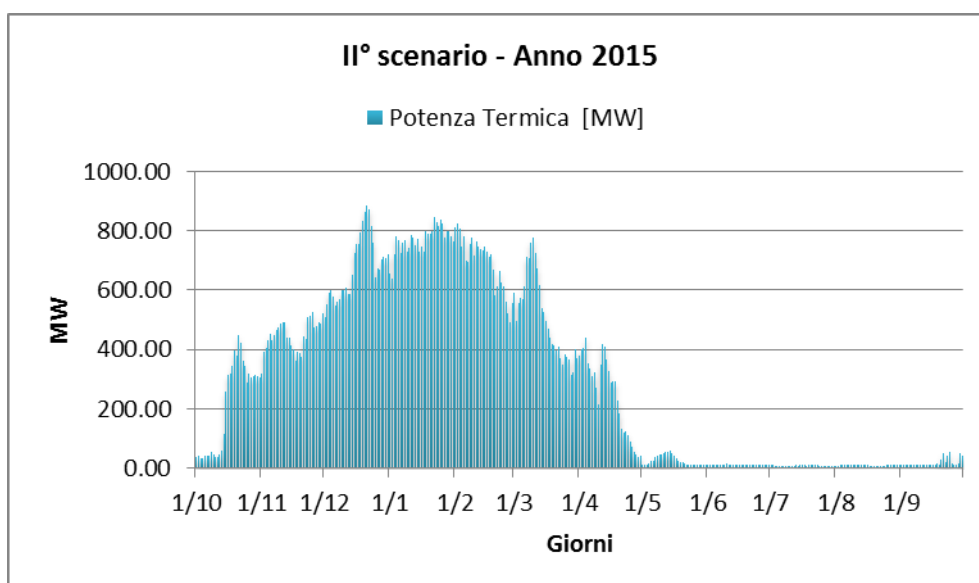


Figura Apx 1.3 - Potenza termica richiesta dall'utenza del II° scenario analizzato – Anno 2015

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	224,72	226,25	240,27	691,24
Febbraio	199,69	202,52	212,90	615,11
Marzo	200,72	211,77	242,13	654,62
Aprile	177,01	190,69	198,47	566,17
Maggio	166,87	167,64	174,39	508,91
Giugno	0,00	160,40	168,76	329,17
Luglio	167,15	165,54	174,33	507,02
Agosto	166,74	144,28	151,83	462,84
Settembre	161,87	0,00	0,00	161,87
Ottobre	182,88	192,49	182,49	557,87
Novembre	208,48	218,89	202,15	629,52
Dicembre	221,86	224,87	234,62	681,35
2015	2.077,98	2.105,35	2.182,35	6.365,68

Tabella Apx 1.3 – Energia elettrica annua prodotta – II° Scenario 2015

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	153,45	155,81	0,00	125,36	117,60	12,08	7,91	572,21
Febbraio	131,56	137,79	0,00	106,55	75,27	9,76	5,16	466,10
Marzo	96,95	112,82	0,44	122,15	41,41	2,22	1,92	377,90
Aprile	50,80	92,81	0,22	31,83	2,32	0,11	0,00	178,10
Maggio	3,21	12,87	0,90	2,92	0,00	0,00	0,00	19,89
Giugno	0,00	6,77	0,90	0,29	0,00	0,00	0,00	7,96
Luglio	1,36	5,30	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	6,79
Agosto	3,35	0,00	0,11	3,82	0,00	0,00	0,00	7,28
Settembre	8,32	2,28	0,32	3,01	0,00	0,00	0,00	13,92
Ottobre	52,90	77,63	0,03	21,79	1,52	0,01	0,05	153,93
Novembre	115,13	136,89	0,00	59,24	9,59	0,16	0,16	321,18
Dicembre	147,19	153,39	0,25	116,24	76,09	5,98	5,98	505,12
2015	764,23	894,35	3,28	593,20	323,80	30,33	21,20	2.630,39

Tabella Apx 1.4 – Energia termica annua prodotta – II° Scenario 2015

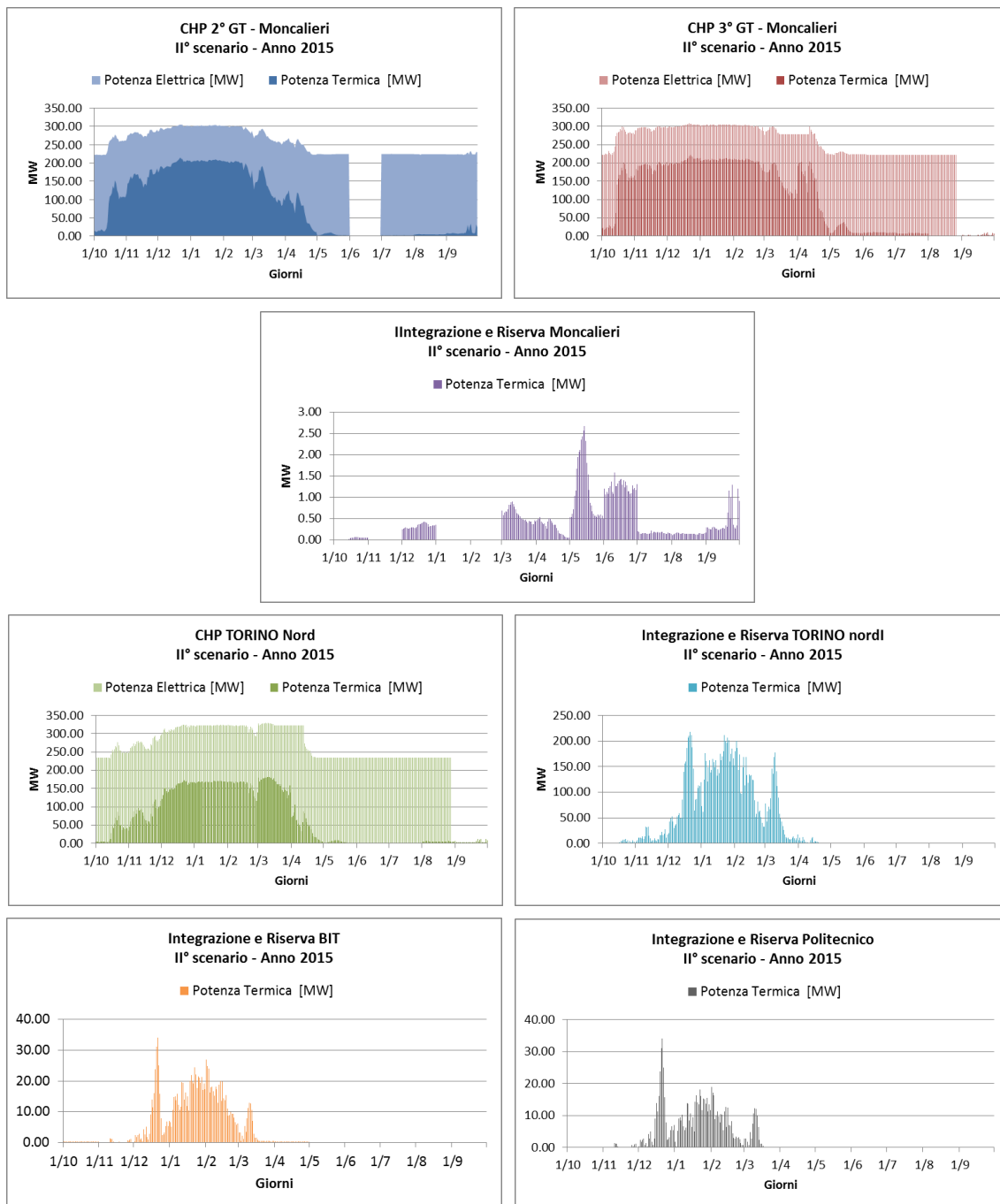


Figura Apx 1.4 - Assetto cogenerativo II° scenario – Anno 2015

A1.3 Terzo assetto Cogenerativo per l'anno 2016

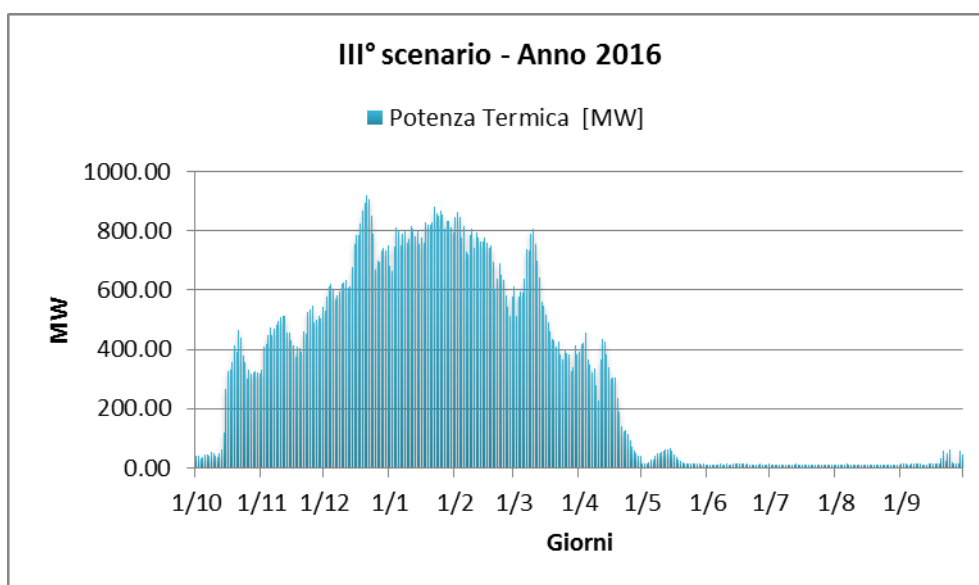


Figura Apx 1.5 - Potenza termica richiesta dall'utenza del III° scenario analizzato – Anno 2016

A fronte di questa richiesta termica, gli impianti cogenerativi, di integrazione e riserva, sono idonei a rispondere e soddisfare il fabbisogno termico.

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	225,28	226,39	240,84	692,51
Febbraio	200,39	202,78	214,81	617,97
Marzo	202,25	212,17	243,10	657,52
Aprile	177,71	191,08	199,70	568,49
Maggio	166,82	167,73	174,45	509,01
Giugno	0,00	160,57	168,58	329,15
Luglio	167,11	165,83	174,12	507,06
Agosto	166,68	144,60	151,64	462,92
Settembre	161,86	0,00	0,00	161,86
Ottobre	183,60	192,87	184,01	560,48
Novembre	209,94	219,23	206,22	635,39
Dicembre	222,73	225,00	236,44	684,17
2016	2.084,36	2.108,25	2.193,92	6.386,53

Tabella Apx 1.5 – Energia elettrica annua prodotta – III° Scenario 2016

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	154,35	156,14	0,00	126,91	130,78	15,07	10,84	594,09
Febbraio	133,15	138,19	0,00	109,15	85,67	11,37	6,71	484,25
Marzo	100,58	113,89	0,45	124,87	47,06	2,90	2,61	392,35
Aprile	52,88	93,58	0,22	35,20	2,92	0,11	0,00	184,91
Maggio	3,81	13,43	0,93	4,12	0,00	0,00	0,00	22,30
Giugno	0,00	7,26	0,94	0,73	0,00	0,00	0,00	8,93
Luglio	1,58	5,53	0,13	0,37	0,00	0,00	0,00	7,61
Agosto	3,67	0,00	0,12	4,38	0,00	0,00	0,00	8,16
Settembre	9,01	2,38	0,33	3,89	0,00	0,00	0,00	15,61
Ottobre	54,70	78,31	0,03	24,68	2,03	0,01	0,06	159,82
Novembre	118,33	137,61	0,00	65,39	11,79	0,29	0,29	333,70
Dicembre	148,61	153,78	0,25	118,99	85,96	8,46	8,46	524,51
2016	780,67	900,09	3,40	618,67	366,22	38,22	28,97	2.736,23

Tabella Apx 1.6 – Energia termica annua prodotta – III° Scenario 2016

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle tabelle e figure a seguire.

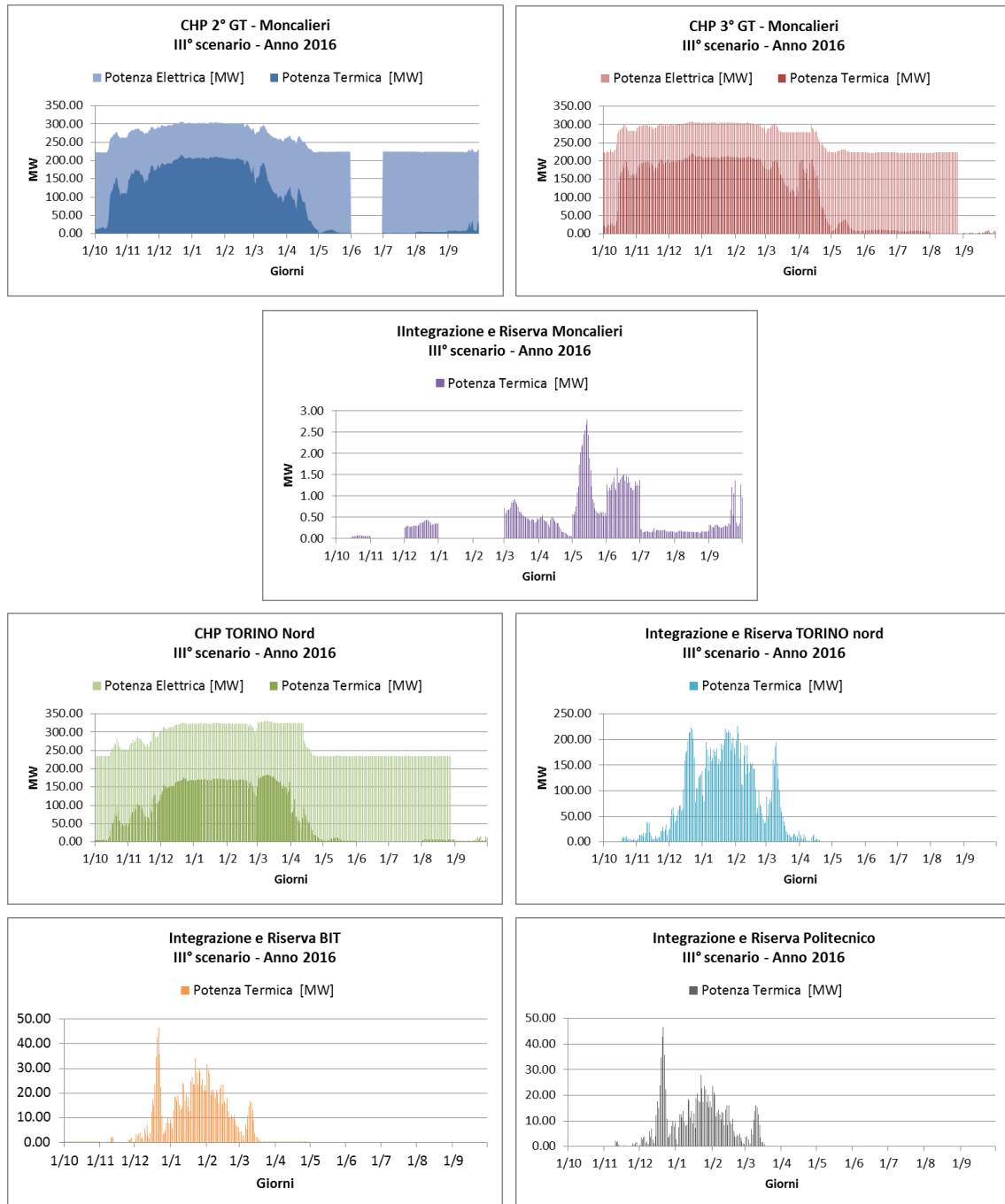


Figura Apx 1.6 - Assetto cogenerativo III° scenario – Anno 2016

A1.4 Quarto assetto Cogenerativo per l'anno 2017

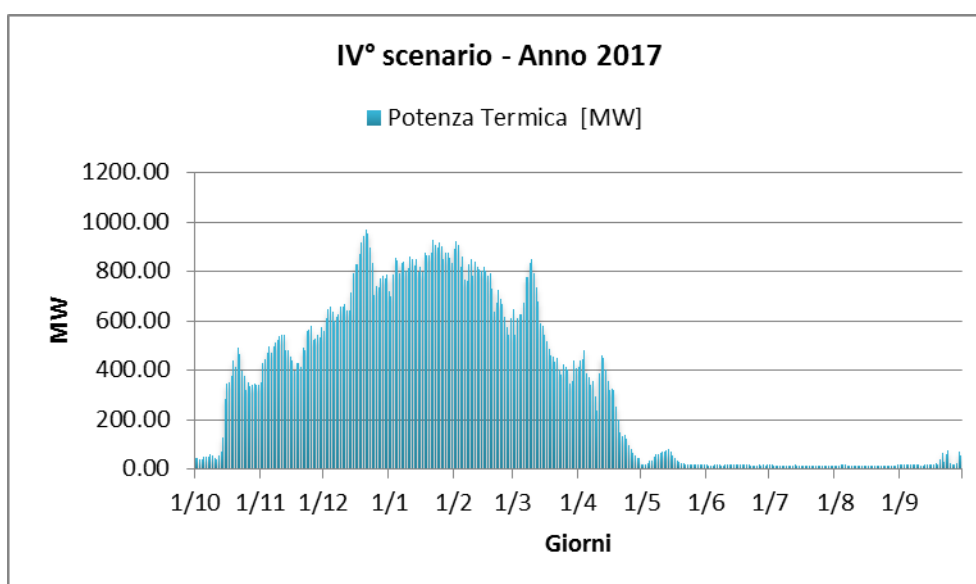


Figura Apx 1.7 - Potenza termica richiesta dall'utenza del IV° scenario analizzato – Anno 2017

Oltre due Milioni di metri cubi di utenze da servire in più, per giunta dislocate in tutto il territorio già teleriscaldato, comporta un incremento idoneo della potenza fornita dalla centrale cogenerativa di Moncalieri e Torino Nord e della centrale di integrazione e riserva BIT

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	226.32	226.52	241.45	694.30
Febbraio	201.66	203.12	216.01	620.80
Marzo	204.89	212.95	244.06	661.90
Aprile	179.19	191.70	200.86	571.75
Maggio	166.89	167.92	174.66	509.47
Giugno	0.00	160.90	168.38	329.28
Luglio	167.03	166.19	173.90	507.11
Agosto	166.57	144.70	151.45	462.72
Settembre	161.78	0.00	0.00	161.78
Ottobre	184.61	193.33	185.13	563.07
Novembre	212.60	219.62	210.40	642.61
Dicembre	223.77	225.12	237.59	686.48
2017	2095.31	2112.07	2203,89	6411,27

Tabella Apx 1.7 – Energia elettrica annua prodotta – IV° Scenario 2017

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	156.00	156.59	0.00	128.46	146.20	20.89	16.58	624.72
Febbraio	135.77	138.73	0.00	111.60	99.98	14.24	9.49	509.80
Marzo	107.30	115.34	0.46	127.39	54.03	4.19	3.89	412.59
Aprile	56.90	94.62	0.22	38.75	3.80	0.12	0.01	194.44
Maggio	5.09	14.22	0.99	5.37	0.00	0.00	0.00	25.67
Giugno	0.00	8.10	1.00	1.18	0.00	0.00	0.00	10.28
Luglio	2.03	5.86	0.14	0.73	0.00	0.00	0.00	8.76
Agosto	4.27	0.00	0.12	5.01	0.00	0.00	0.00	9.40
Settembre	10.28	2.52	0.35	4.82	0.00	0.00	0.00	17.97
Ottobre	58.11	79.26	0.03	27.74	2.82	0.03	0.08	168.06
Novembre	123.89	138.57	0.00	72.29	15.54	0.58	0.58	351.45
Dicembre	150.95	154.30	0.25	121.50	99.32	12.66	12.66	551.65
2017	810.58	908.12	3.56	644.83	421.69	52.72	43.30	2884.79

***Tabella Apx 1.8**– Energia termica annua prodotta – IV° Scenario 2017*

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle tabelle e figure a seguire.

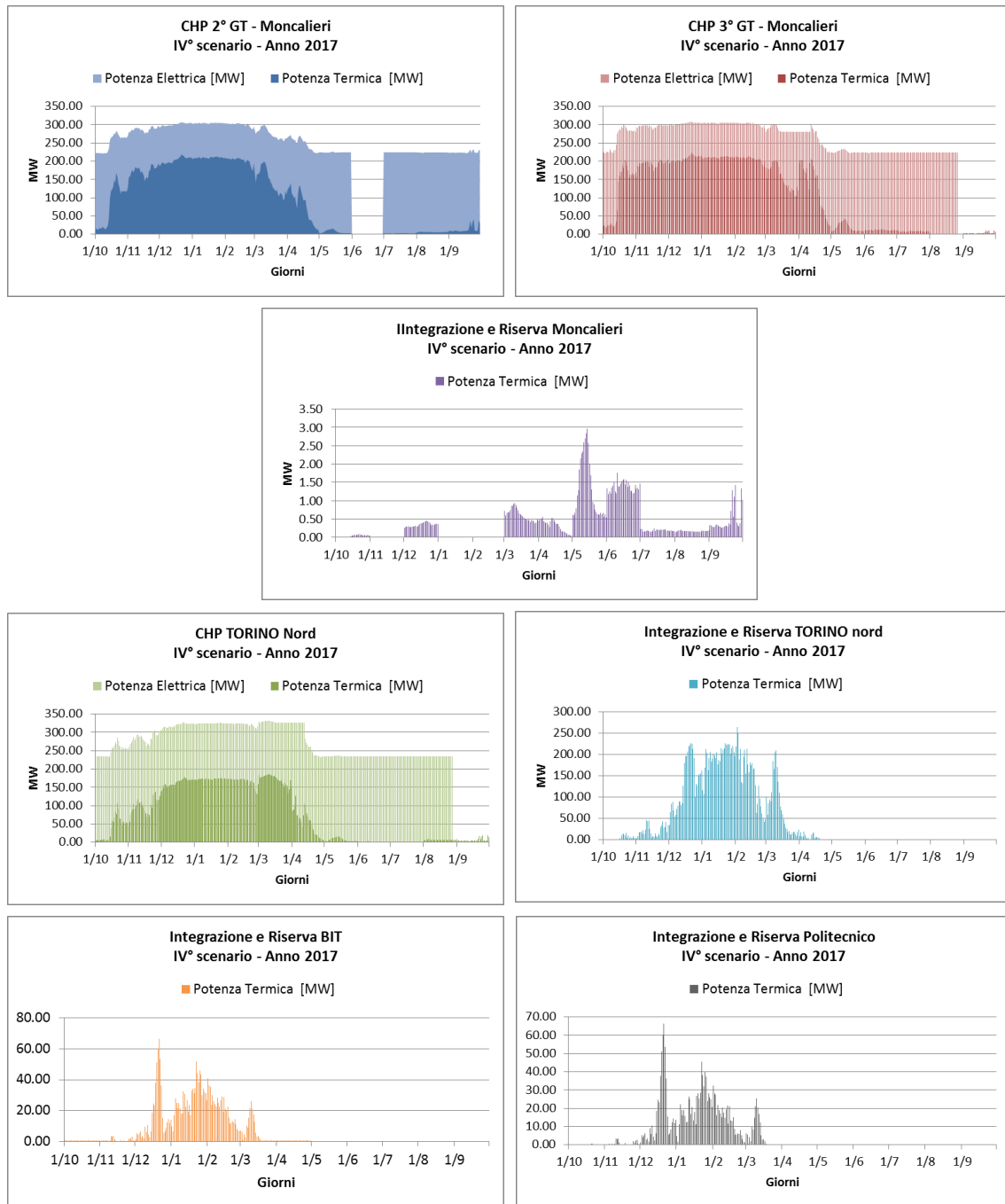


Figura Apx 1.8 - Assetto cogenerativo IV° scenario – Anno 2017

A1.5 Quinto assetto Cogenerativo per l'anno 2018

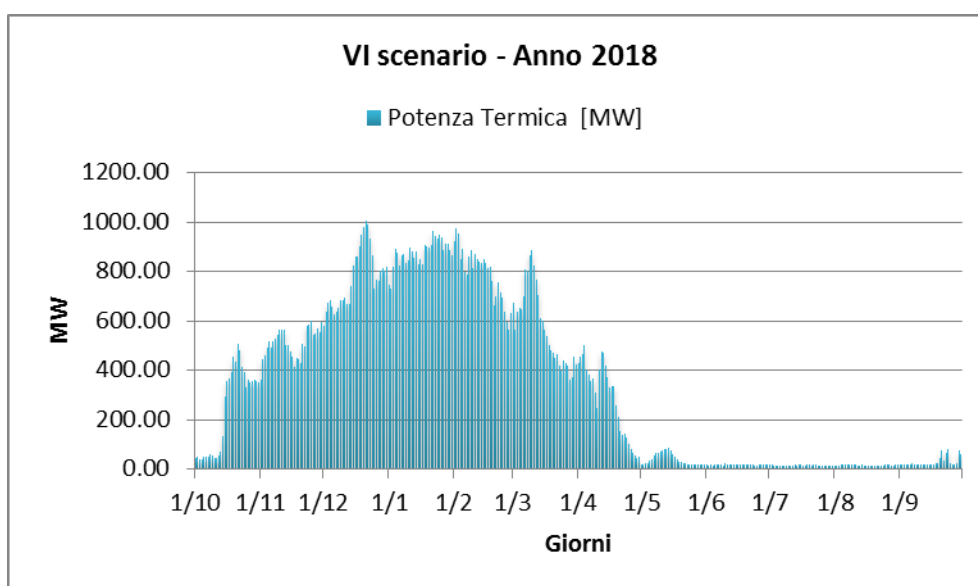


Figura Apx 1.9 - Potenza termica richiesta dall'utenza del V° scenario analizzato – Anno 2018

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle tabelle e figure a seguire.

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	226,80	226,68	242,03	695,51
Febbraio	202,50	203,40	216,70	622,59
Marzo	207,34	213,30	244,36	665,00
Aprile	180,59	192,05	201,56	574,21
Maggio	166,98	168,16	174,78	509,92
Giugno	0,00	161,43	168,36	329,79
Luglio	166,95	166,93	173,78	507,66
Agosto	166,47	145,43	151,34	463,24
Settembre	162,00	0,00	0,00	162,00
Ottobre	185,61	193,72	186,02	565,34
Novembre	214,69	220,01	213,17	647,87
Dicembre	224,63	225,32	238,48	688,43
2018	2.104,56	2.116,43	2.210,57	6.431,55

Tabella Apx 1.9 – Energia elettrica annua prodotta – V° Scenario 2018

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	157,45	157,02	0,00	129,35	155,53	27,03	22,65	649,04
Febbraio	137,74	139,22	0,00	112,95	110,36	17,44	12,61	530,31
Marzo	112,93	116,70	0,46	128,83	58,88	5,58	5,27	428,64
Aprile	60,52	95,58	0,23	40,95	4,53	0,16	0,04	202,01
Maggio	6,25	14,98	1,04	6,08	0,00	0,00	0,00	28,35
Giugno	0,00	8,89	1,05	1,41	0,00	0,00	0,00	11,35
Luglio	2,45	6,17	0,15	0,91	0,00	0,00	0,00	9,68
Agosto	4,82	0,00	0,13	5,43	0,00	0,00	0,00	10,38
Settembre	11,45	2,65	0,37	5,37	0,00	0,00	0,00	19,84
Ottobre	61,16	80,14	0,03	29,58	3,53	0,06	0,11	174,61
Novembre	128,29	139,43	0,00	76,91	19,30	0,89	0,89	365,71
Dicembre	152,76	154,79	0,26	122,98	109,17	16,62	16,62	573,20
2018	835,81	915,56	3,71	660,76	461,30	67,77	58,20	3.003,11

Tabella Apx 1.10 – Energia termica annua prodotta – V° Scenario 2018

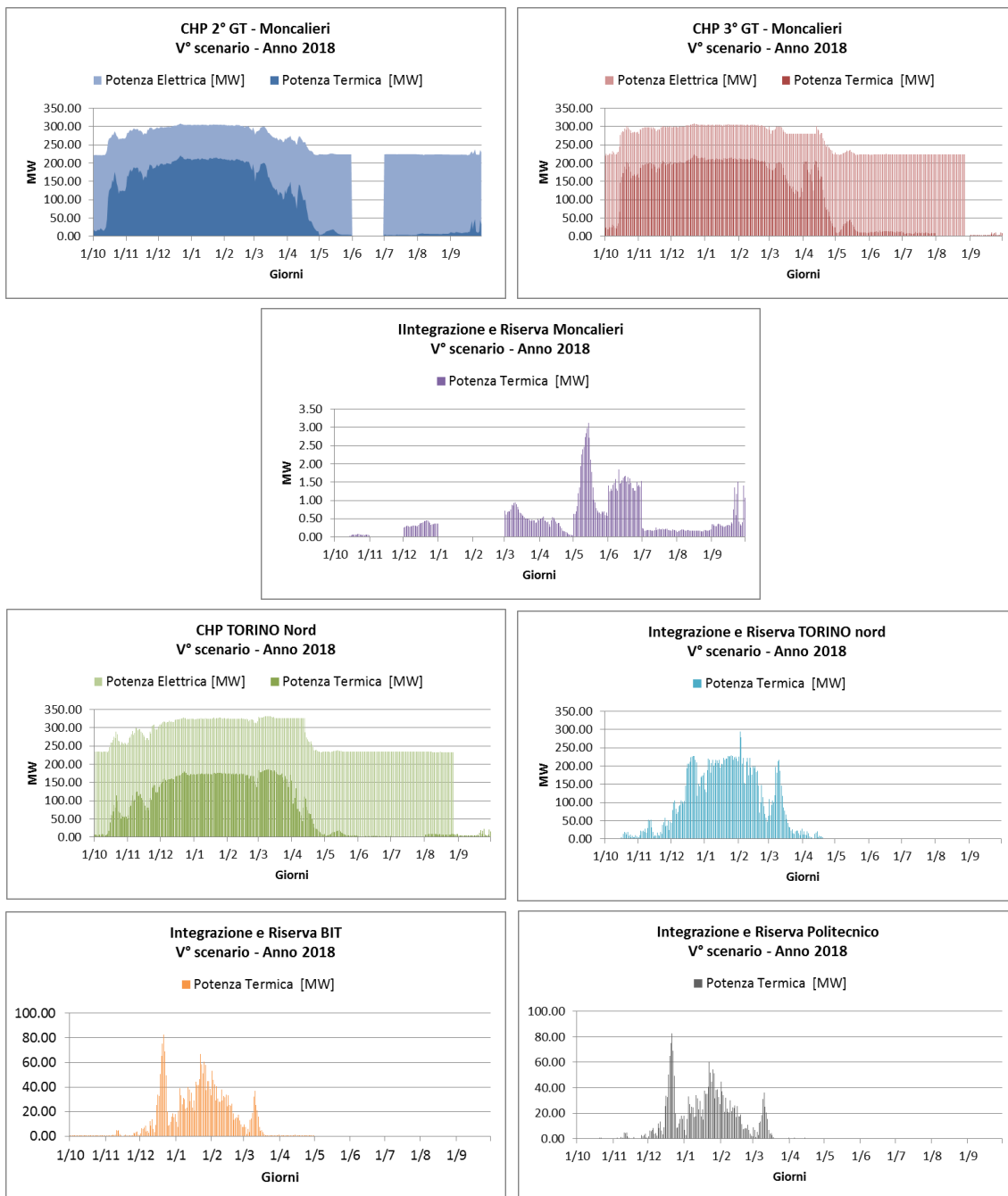


Figura Apx 1.10 - Assetto cogenerativo V° scenario – Anno 2018

A1.6 Sesto assetto Cogenerativo per l'anno 2019

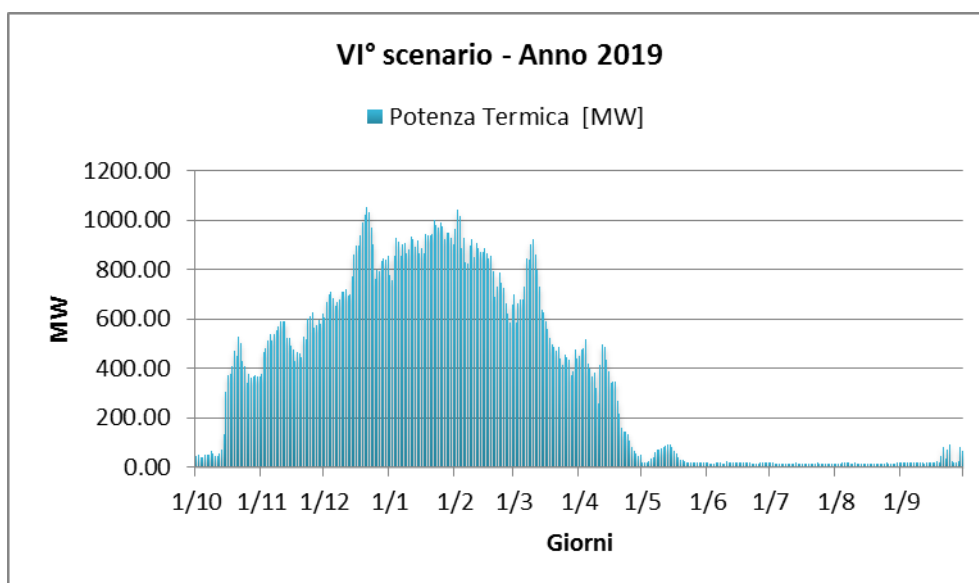


Figura Apx 1.11 - Potenza termica richiesta dall'utenza del VI° scenario analizzato – Anno 2019

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	227.24	226.81	242.82	696.87
Febbraio	203.49	203.67	217.56	624.73
Marzo	209.30	213.95	245.16	668.41
Aprile	182.25	192.64	202.56	577.46
Maggio	167.11	168.37	174.88	510.35
Giugno	0.00	161.47	168.20	329.68
Luglio	166.87	167.15	173.60	507.63
Agosto	166.36	145.86	151.18	463.40
Settembre	162.22	0.00	0.00	162.22
Ottobre	186.79	194.20	187.51	568.51
Novembre	216.44	220.45	216.69	653.58
Dicembre	225.17	225.66	239.74	690.58
2019	2113.25	2120.25	2219.92	6453.41

Tabella Apx 1.11 – Energia elettrica annua prodotta – VI° Scenario 2019

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	158.98	157.56	0.00	130.54	162.65	36.48	32.01	678.21
Febbraio	139.49	139.79	0.00	114.67	121.48	22.39	17.47	555.30
Marzo	118.39	118.35	0.47	130.66	65.18	7.59	7.27	447.91
Aprile	64.24	96.73	0.23	43.96	5.60	0.22	0.11	211.09
Maggio	7.44	15.92	1.11	7.09	0.00	0.00	0.00	31.56
Giugno	0.00	9.77	1.11	1.75	0.00	0.00	0.00	12.63
Luglio	2.87	6.56	0.15	1.19	0.00	0.00	0.00	10.77
Agosto	5.41	0.00	0.14	6.00	0.00	0.00	0.00	11.55
Settembre	12.72	2.82	0.39	6.15	0.00	0.00	0.00	22.09
Ottobre	64.28	81.23	0.03	32.12	4.53	0.13	0.18	182.50
Novembre	132.29	140.42	0.00	82.64	24.93	1.36	1.36	383.01
Dicembre	154.44	155.37	0.26	124.73	120.12	22.09	22.09	599.10
2019	860.56	924.51	3.91	681.50	504.50	90.26	80.49	3145.73

Tabella Apx 1.12 – Energia termica annua prodotta – VI° Scenario 2019

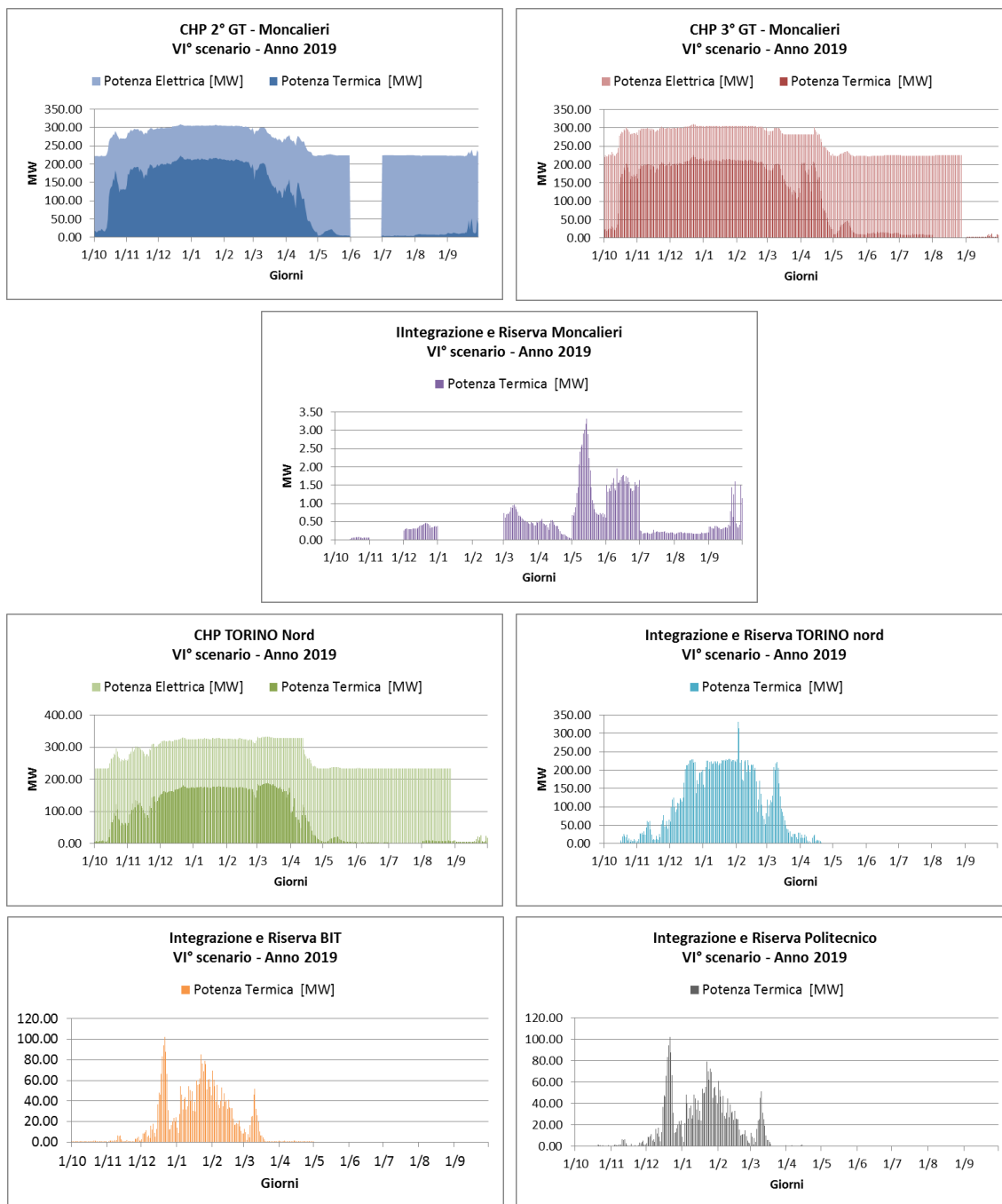


Figura Apx 1.12 - Assetto cogenerativo VI° scenario – Anno 2019

A1.7 Settimo assetto Cogenerativo per l'anno 2020

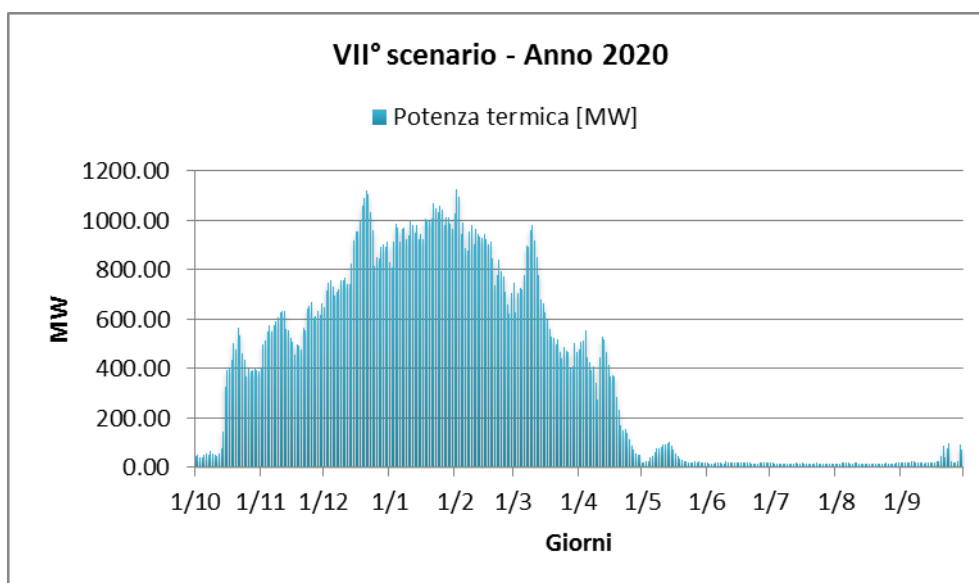


Figura Apx 1.13 - Potenza termica richiesta dall'utenza del VII° scenario analizzato – Anno 2020

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle tabelle e figure a seguire.

PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	237.85	237.10	253.85	728.8
Febbraio	213.3	212.9	227.6	653.8
Marzo	220.6	224.0	256.5	701.1
Aprile	191.7	201.7	211.9	605.3
Maggio	174.7	176.1	182.8	533.5
Giugno	0.0	168.8	175.8	344.5
Luglio	174.3	174.7	181.4	530.4
Agosto	173.8	152.4	158.0	484.1
Settembre	169.7	0.0	0.0	169.7
Ottobre	196.2	203.1	196.2	595.5
Novembre	227.6	230.6	227.6	685.8
Dicembre	235.9	235.9	250.7	722.5
2020	2,216	2,217	2,322	6,755

Tabella Apx 1.13 – Energia elettrica annua prodotta – VII° Scenario 2020

PRODUZIONE ENERGIA TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	167.42	164.87	0.00	136.58	172.34	43.74	39.03	723.97
Febbraio	147.11	146.32	0.00	120.19	132.06	26.48	21.29	593.45
Marzo	128.23	124.35	0.50	136.83	70.31	9.12	8.79	478.13
Aprile	70.34	101.55	0.24	46.40	6.36	0.28	0.16	225.33
Maggio	8.94	17.03	1.18	7.50	0.00	0.00	0.00	34.66
Giugno	0.00	10.84	1.19	1.84	0.00	0.00	0.00	13.88
Luglio	3.41	7.02	0.17	1.24	0.00	0.00	0.00	11.83
Agosto	6.15	0.00	0.15	6.39	0.00	0.00	0.00	12.69
Settembre	14.30	3.01	0.42	6.52	0.00	0.00	0.00	24.25
Ottobre	69.79	85.32	0.03	33.97	5.30	0.18	0.23	194.83
Novembre	141.16	147.13	0.00	88.20	29.46	1.71	1.71	409.36
Dicembre	162.70	162.60	0.28	130.70	131.04	26.15	26.15	639.62
2020	919.55	970.05	4.16	716.36	546.87	107.65	97.36	3362.00

***Tabella Apx 1.14**– Energia termica annua prodotta – VII° Scenario 2020*

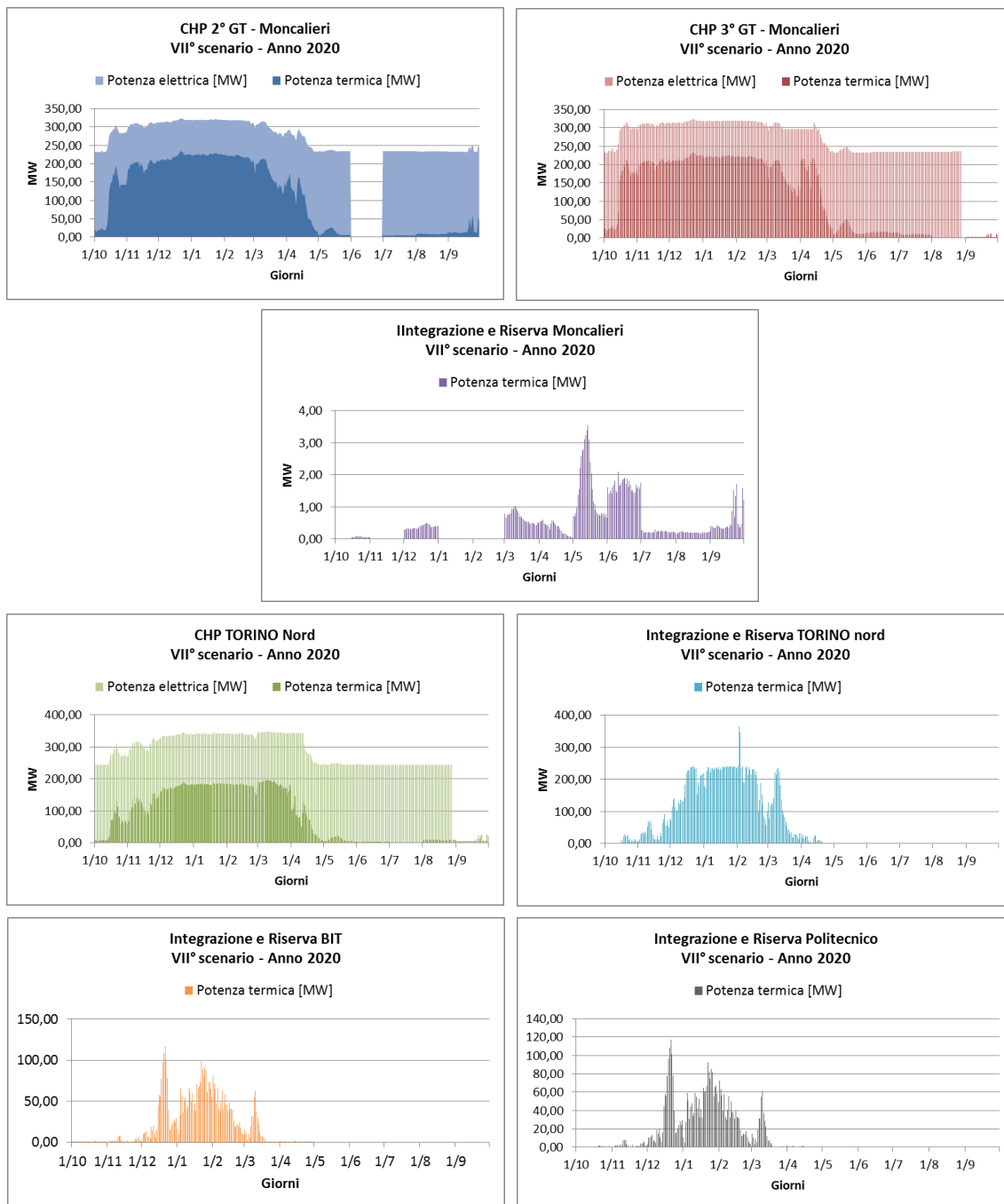


Figura Apx 1.15 - Assetto cogenerativo VII° scenario – Anno 2020

A1.8 Ottavo assetto Cogenerativo per l'anno 2021

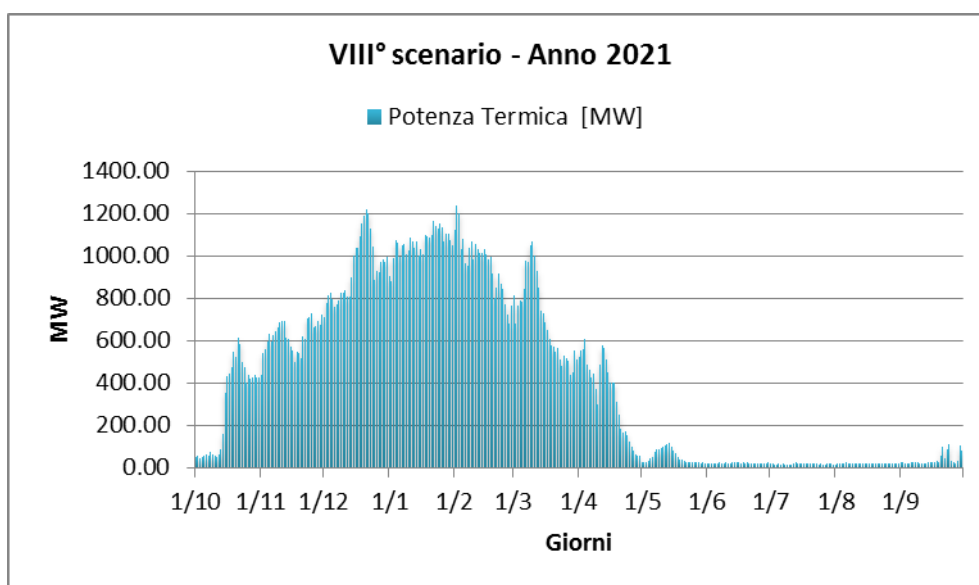


Figura Apx 1.16 - Potenza termica richiesta dall'utenza del VIII° scenario analizzato – Anno 2021

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle tabelle e figure a seguire.

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	256.25	255.29	273.35	784.89
Febbraio	229.90	229.33	245.11	704.34
Marzo	238.53	241.30	276.21	756.04
Aprile	207.05	217.24	228.30	652.60
Maggio	188.10	189.63	196.77	574.50
Giugno	0.00	181.86	189.21	371.07
Luglio	187.61	188.37	195.28	571.26
Agosto	187.00	164.22	170.06	521.29
Settembre	182.73	0.00	0.00	182.73
Ottobre	211.81	218.83	211.31	641.94
Novembre	245.74	248.37	245.68	739.78
Dicembre	254.27	254.01	269.92	778.20
2021	2388.98	2388.44	2501.20	7278.63

Tabella Apx 1.16 – Energia elettrica annua prodotta – VIII° Scenario 2021

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	180.91	177.61	0.00	147.13	186.61	50.21	45.12	787.60
Febbraio	159.05	157.65	0.00	129.57	144.72	30.30	24.69	645.98
Marzo	140.31	134.24	0.54	147.46	76.94	10.51	10.16	520.16
Aprile	77.43	109.57	0.26	50.20	7.13	0.33	0.20	245.14
Maggio	10.26	18.54	1.29	8.13	0.00	0.00	0.00	38.22
Giugno	0.00	12.02	1.30	1.99	0.00	0.00	0.00	15.30
Luglio	3.89	7.64	0.18	1.34	0.00	0.00	0.00	13.04
Agosto	6.89	0.00	0.16	6.94	0.00	0.00	0.00	13.99
Settembre	15.93	3.28	0.46	7.07	0.00	0.00	0.00	26.74
Ottobre	76.51	92.09	0.03	36.80	6.03	0.22	0.27	211.96
Novembre	153.36	158.60	0.00	96.00	33.66	2.01	2.01	445.63
Dicembre	175.82	175.18	0.30	140.91	143.91	29.88	29.88	695.88
2021	1000.37	1046.41	4.52	773.54	599.00	123.46	112.33	3659.64

***Tabella Apx 1.17** – Energia termica annua prodotta – VIII° Scenario 2021*

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle figure a seguire.

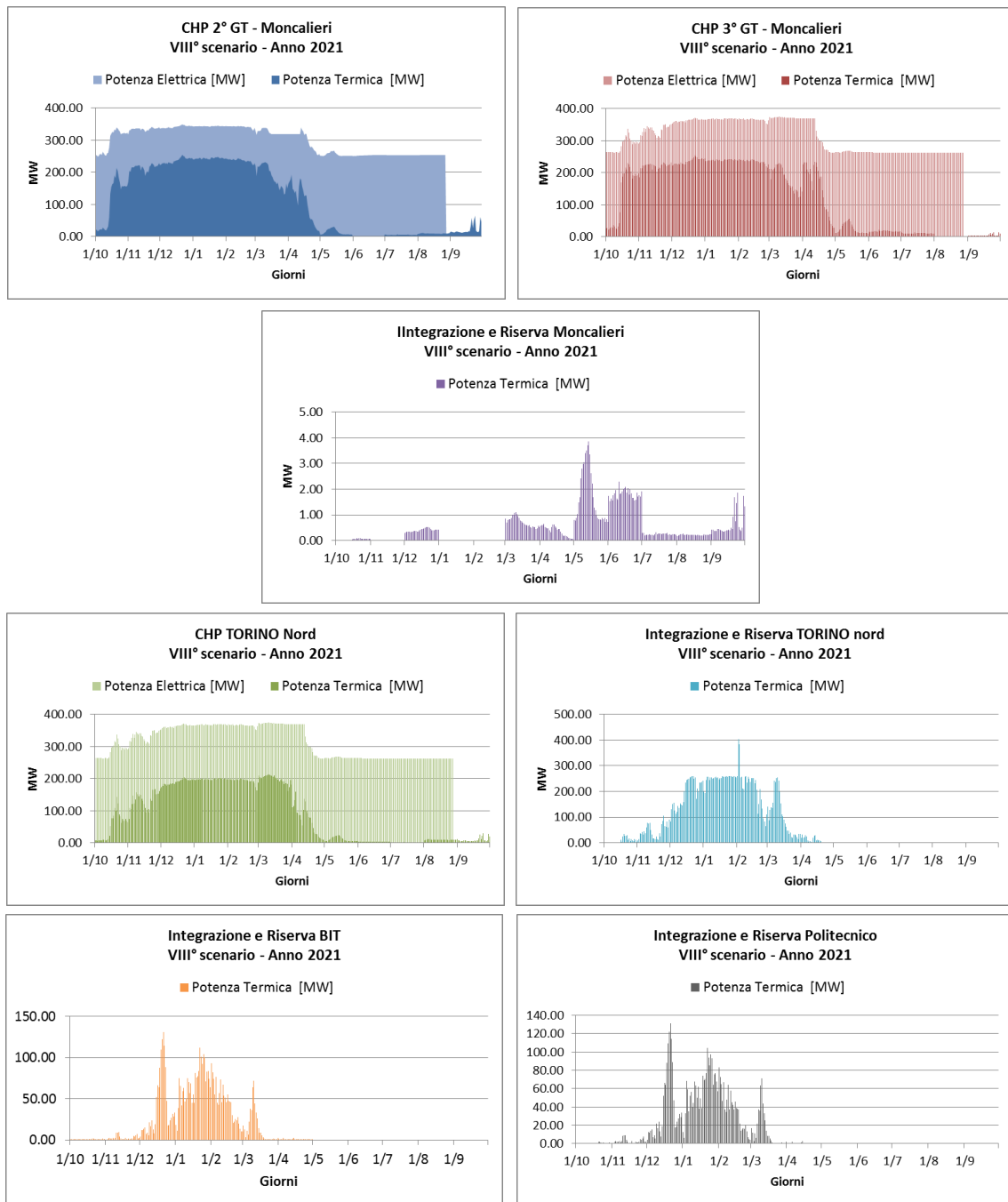


Figura Apx 1.17- Assetto cogenerativo VIII° scenario – Anno 2021

A1.9 Nono assetto Cogenerativo per l'anno 2022

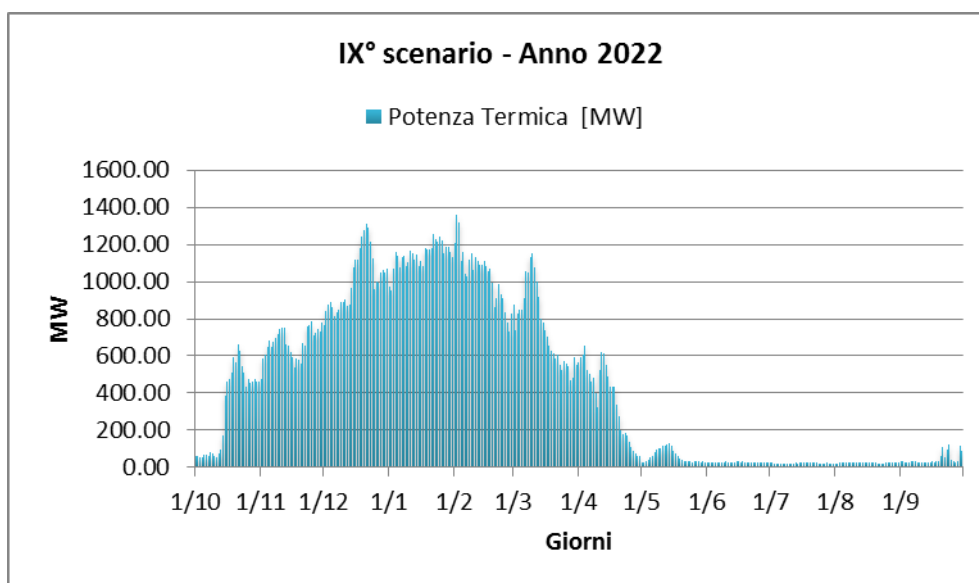


Figura Apx 1.18- Potenza termica richiesta dall'utenza del IX° scenario analizzato – Anno 2022

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle tabelle e figure a seguire.

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	267.71	266.74	286.96	821.42
Febbraio	240.24	239.65	257.26	737.15
Marzo	249.49	252.46	290.06	792.01
Aprile	216.49	227.30	240.30	684.08
Maggio	196.46	198.24	205.84	600.54
Giugno	0.00	189.93	197.40	387.33
Luglio	195.94	196.74	203.60	596.28
Agosto	195.29	171.55	177.30	544.14
Settembre	190.87	0.00	0.00	190.87
Ottobre	221.47	228.96	222.95	673.38
Novembre	256.95	259.70	259.95	776.60
Dicembre	265.70	265.45	283.37	814.51
2022	2496.60	2496.71	2625.00	7618.32

Tabella Apx 1.18 – Energia elettrica annua prodotta – IX° Scenario 2022

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	189.26	185.88	0.00	155.80	197.60	62.58	57.20	848.32
Febbraio	166.39	165.04	0.00	137.60	158.50	37.68	31.75	696.97
Marzo	147.29	141.32	0.57	156.64	88.12	13.34	12.97	560.25
Aprile	81.50	115.21	0.28	57.41	8.86	0.45	0.31	264.03
Maggio	10.80	20.03	1.39	10.52	0.00	0.00	0.00	42.74
Giugno	0.00	12.87	1.40	2.84	0.00	0.00	0.00	17.11
Luglio	4.10	8.25	0.19	2.04	0.00	0.00	0.00	14.59
Agosto	7.34	0.00	0.17	8.13	0.00	0.00	0.00	15.64
Settembre	17.01	3.54	0.50	8.86	0.00	0.00	0.00	29.91
Ottobre	80.51	96.92	0.03	42.83	7.36	0.32	0.38	228.36
Novembre	160.80	166.27	0.00	106.87	41.73	2.68	2.68	481.02
Dicembre	183.93	183.35	0.32	149.51	158.39	37.09	37.09	749.69
2022	1048.93	1098.69	4.86	839.05	660.57	154,15	142.38	3794.49

***Tabella Apx 1.19** – Energia termica annua prodotta – IX° Scenario 2022*

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle figure a seguire.

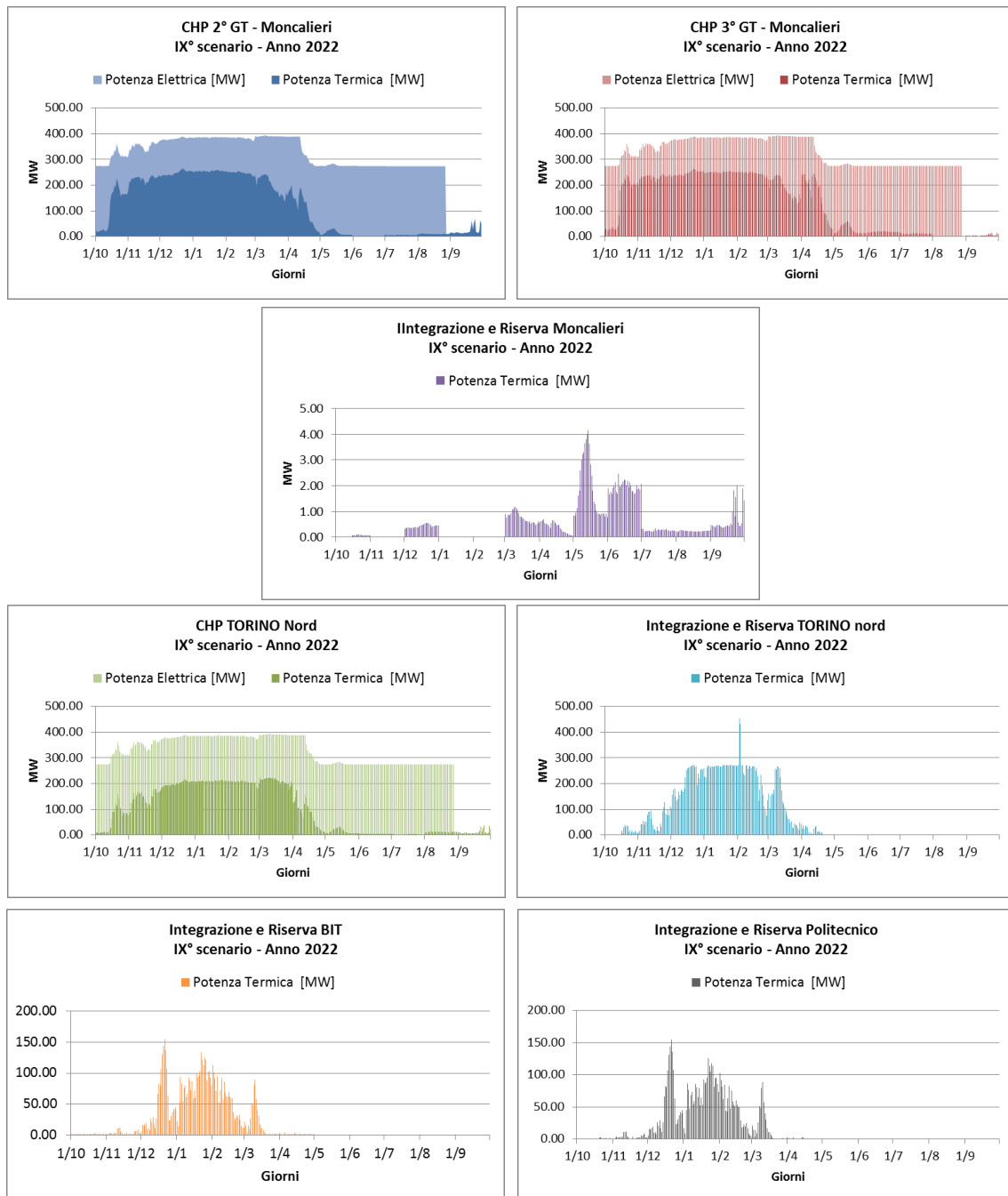


Figura Apx 1.19 - Assetto cogenerativo IX° scenario – Anno 2022

A1.10 Decimo assetto Cogenerativo per l'anno 2023

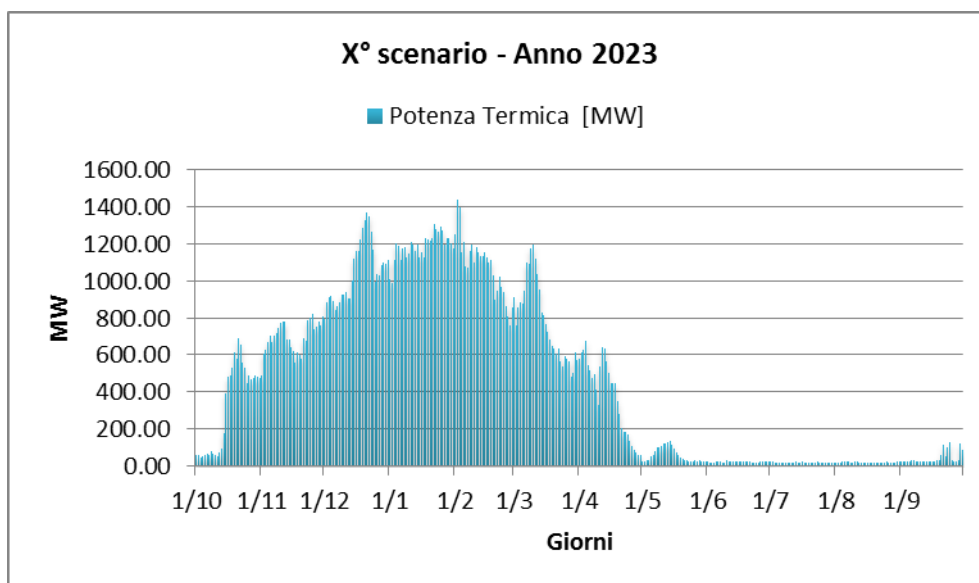


Figura Apx 1.2018 - Potenza termica richiesta dall'utenza del X° scenario analizzato – Anno 2023

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle tabelle e figure a seguire.

PRODUZIONE EN. ELETTRICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	CHP Torino Nord	TOTALE
Gennaio	270.70	269.69	290.86	831.25
Febbraio	242.88	242.36	261.24	746.48
Marzo	252.40	255.55	294.20	802.15
Aprile	219.00	230.08	244.52	693.60
Maggio	198.57	200.52	208.42	607.50
Giugno	0.00	192.08	199.53	391.61
Luglio	198.02	199.06	205.89	602.97
Agosto	197.34	173.54	179.37	550.25
Settembre	192.96	0.00	0.00	192.96
Ottobre	224.00	231.68	227.83	683.50
Novembre	259.97	262.78	266.24	788.99
Dicembre	268.66	268.44	287.54	824.64
2023	2524.49	2525.79	2665.63	7715.90

Tabella Apx 1.20 – Energia elettrica annua prodotta – X° Scenario 2023

PRODUZIONE EN. TERMICA [GWh]

	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc.	CHP Torino Nord	I&R Torino Nord	I&R BIT	I&R Politecnico	TOTALE ENERGIA
Gennaio	191.57	188.23	0.00	159.57	201.63	73.91	68.41	883.33
Febbraio	168.44	167.18	0.00	141.23	166.87	44.64	38.58	726.94
Marzo	149.60	143.94	0.58	160.57	97.02	16.03	15.64	583.37
Aprile	83.00	117.21	0.29	62.84	10.53	0.60	0.46	274.93
Maggio	11.00	20.91	1.46	12.70	0.00	0.00	0.00	46.06
Giugno	0.00	13.32	1.46	3.65	0.00	0.00	0.00	18.44
Luglio	4.19	8.62	0.20	2.71	0.00	0.00	0.00	15.72
Agosto	7.56	0.00	0.18	9.12	0.00	0.00	0.00	16.86
Settembre	17.57	3.70	0.52	10.45	0.00	0.00	0.00	32.23
Ottobre	81.96	98.68	0.03	47.62	8.58	0.46	0.52	237.87
Novembre	163.12	168.64	0.00	114.04	49.50	3.38	3.38	502.07
Dicembre	186.18	185.69	0.33	153.31	167.40	43.95	43.95	780.80
2023	1064.18	1116.13	5.05	877.79	701.53	182.98	170.94	4118.61

***Tabella Apx 1.21** – Energia termica annua prodotta – X° Scenario 2023*

Il contributo di ogni centrale termica e di ausilio è meglio descritto nelle figure a seguire.

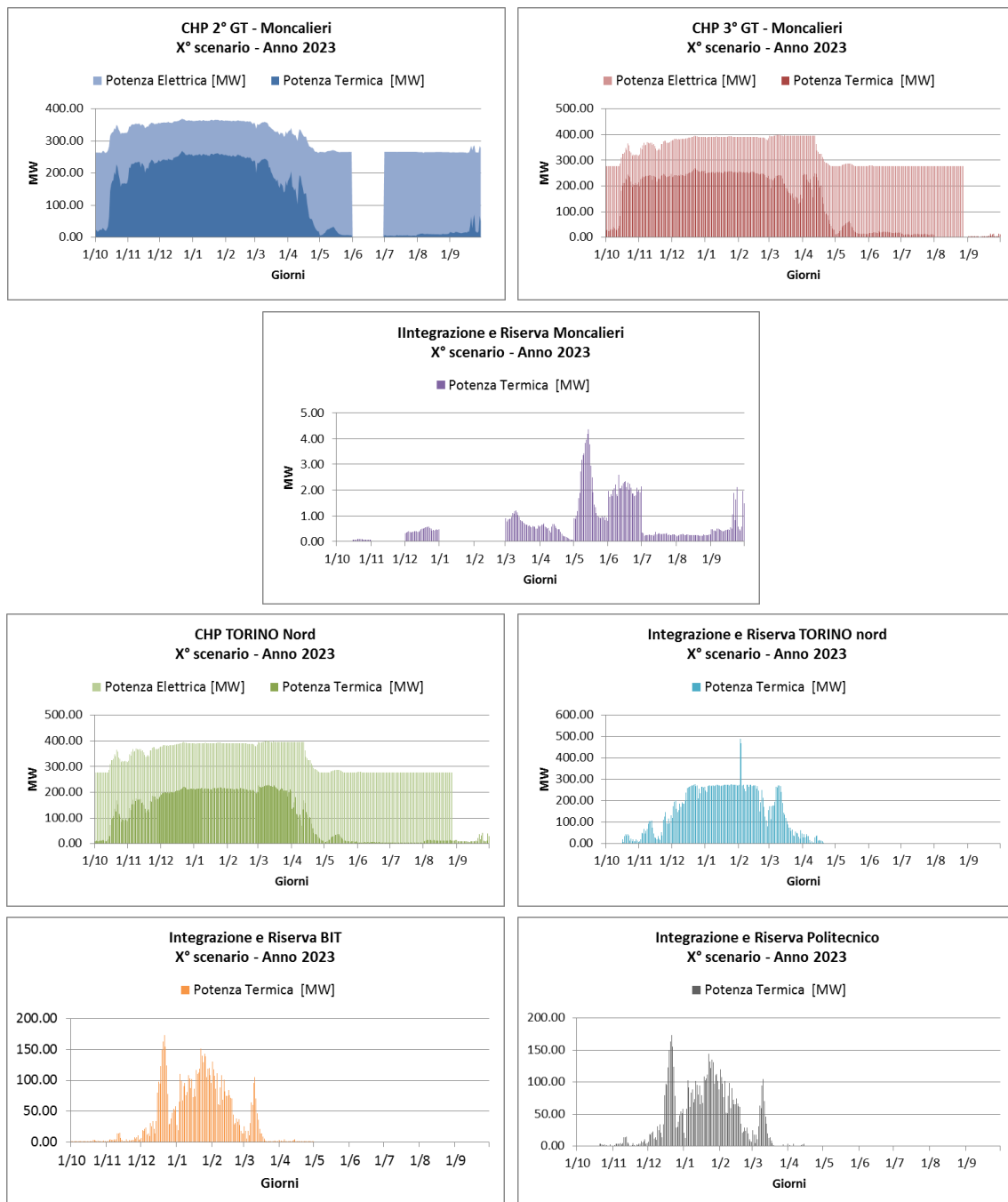


Figura Apx 1.21- Assetto cogenerativo X° scenario – Anno 2023

Appendice 2

Il bilancio ambientale in numeri

A2.0 Introduzione

La finalità della presente Appendice, in riferimento al paragrafo 5.2.3, è elencare in modo dettagliato le emissioni prodotte dalle centrali cogenerative in ogni scenario analizzato, le emissioni evitate dallo spegnimento delle caldaie domestiche sostituite dal Teleriscaldamento e il bilancio conseguente.

A2.1 Emissioni prodotte dalle centrali cogenerative

Centrali Cogenerative [t/anno]				
	Anno	Moncalieri 2°GT	Moncalieri 3° GT	Torino Nord
Elettrico	-	318,53	307,93	128,64
I° scenario	2014	278,40	299,13	110,64
II° scenario	2015	284,22	299,97	111,02
III° scenario	2016	286,50	300,83	112,50
IV° scenario	2017	290,59	302,02	113,95
V° scenario	2018	294,04	303,20	114,85
VI° scenario	2019	297,38	304,48	116,06
VII° scenario	2020	313,52	318,73	121,54
VIII° scenario	2021	338,94	343,49	130,99
IX° scenario	2022	354,55	359,54	138,56
X° scenario	2023	358,87	364,19	141,74

Tabella Apx 2.1 – Emissioni prodotte da centrali cogenerative per un anno di esercizio - NO_x

Caldaie di integrazione e riserva [t/anno]

	Anno	Moncalieri	Torino nord	BIT	Politecnico
Elettrico	-	0,00	0,00	0,00	0,00
I° scenario	2014	0,00	11,44	0,96	0,60
II° scenario	2015	0,33	12,95	1,21	0,85
III° scenario	2016	0,34	14,65	1,53	1,16
IV° scenario	2017	0,36	16,87	2,11	1,73
V° scenario	2018	0,37	18,45	2,71	2,33
VI° scenario	2019	0,39	20,18	3,61	3,22
VII° scenario	2020	0,42	21,87	4,31	3,89
VIII° scenario	2021	0,45	23,96	4,94	4,49
IX° scenario	2022	0,49	26,42	6,17	5,70
X° scenario	2023	0,50	28,06	7,32	6,84

Tabella Apx 2.2 - Emissioni prodotte da centrali di integrazione e riserva per un anno di esercizio - NO_x

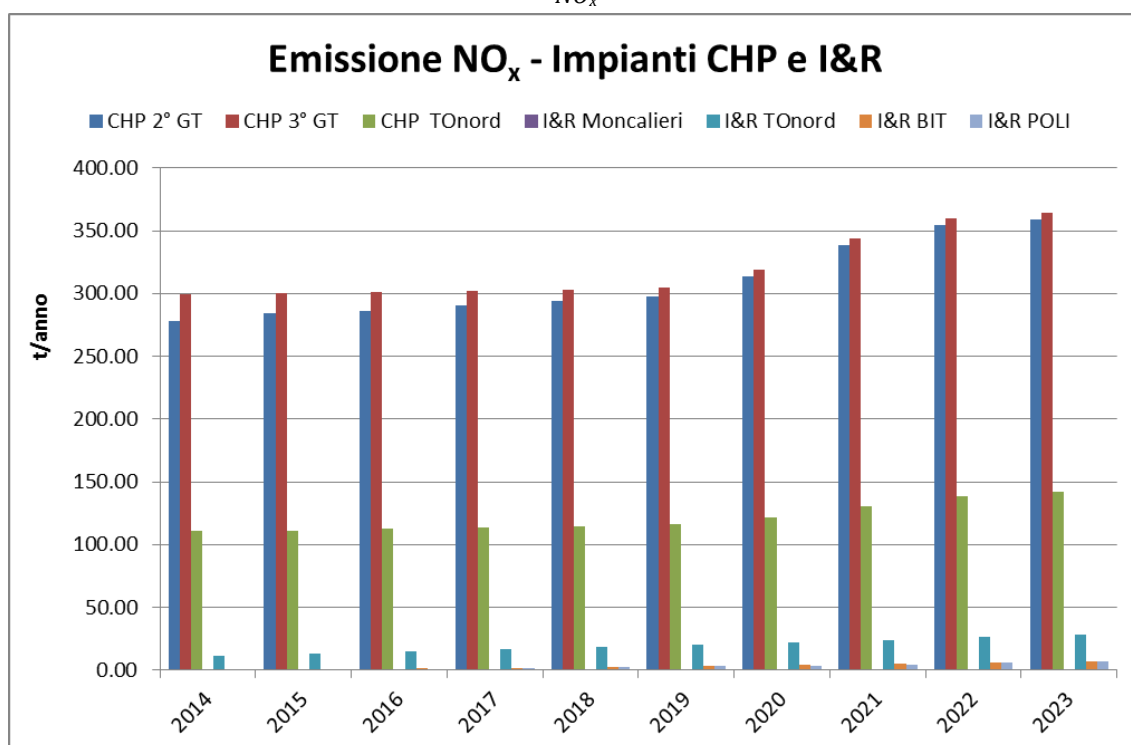


Figura Apx 2.1 – Emissioni prodotte dalle centrali cogenerative e di integrazione e riserva – NO_x

Centrali Cogenerative [t/anno]

	Anno	Moncalieri 2°GT	Moncalieri 3° GT	Torino Nord
Elettrico	-	10,51	10,16	15,44
I° scenario	2014	9,27	9,96	13,28
II° scenario	2015	9,46	9,99	13,32
III° scenario	2016	9,54	10,02	13,50
IV° scenario	2017	9,68	10,06	13,67
V° scenario	2018	9,79	10,10	13,78
VI° scenario	2019	9,90	10,14	13,93
VII° scenario	2020	10,44	10,61	14,59
VIII° scenario	2021	11,29	11,44	15,72
IX° scenario	2022	11,81	11,97	16,63
X° scenario	2023	11,95	12,13	17,01

Tabella Apx 2.3 – Emissioni prodotte da centrali cogenerative per un anno di esercizio – PM_{10}

Caldaie di integrazione e riserva [t/anno]

	Anno	Moncalieri	Torino nord	BIT	Politecnico
Elettrico	-	0,000	0,000	0,000	0,000
I° scenario	2014	0,011	1,372	0,115	0,072
II° scenario	2015	0,011	1,554	0,146	0,102
III° scenario	2016	0,011	1,758	0,183	0,139
IV° scenario	2017	0,012	2,024	0,253	0,208
V° scenario	2018	0,012	2,214	0,325	0,279
VI° scenario	2019	0,013	2,422	0,433	0,386
VII° scenario	2020	0,014	2,625	0,517	0,467
VIII° scenario	2021	0,015	2,875	0,593	0,539
IX° scenario	2022	0,016	3,171	0,740	0,683
X° scenario	2023	0,017	3,367	0,878	0,821

Tabella Apx 2.412 – Emissioni prodotte da centrali di integrazione e riserva per un anno di esercizio – PM_{10}

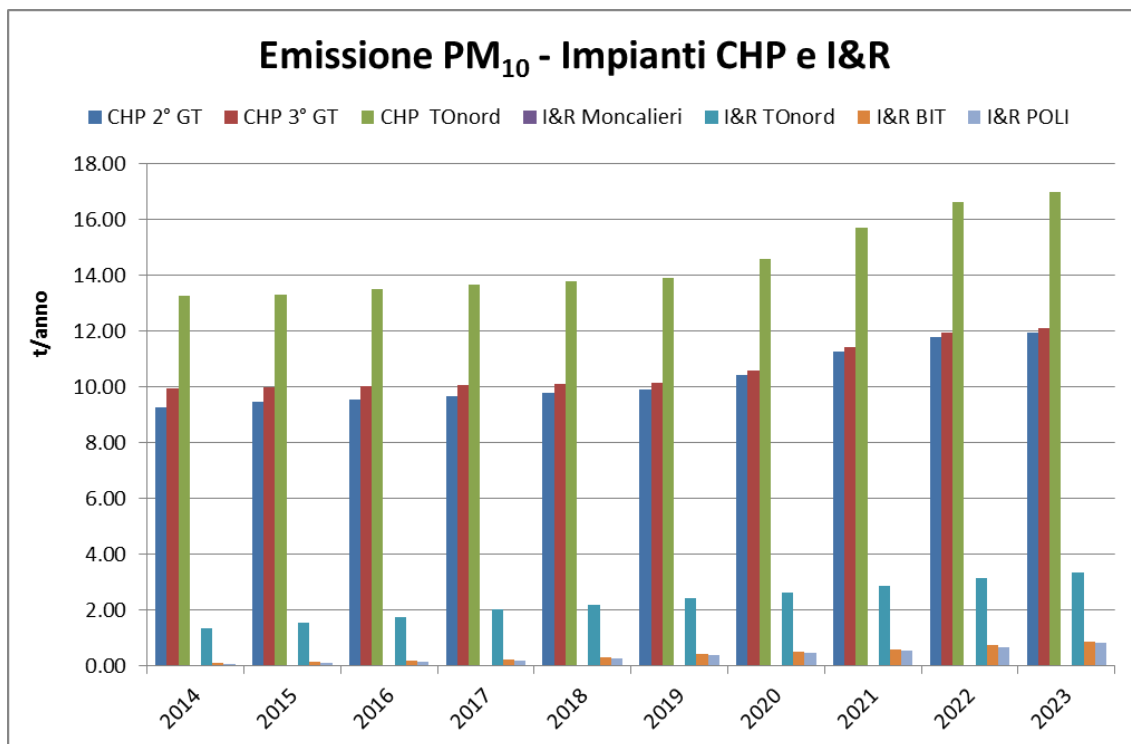


Figura Apx 2.2 – Emissioni prodotte dalle centrali cogenerative e di integrazione e riserva – PM₁₀

Centrali Cogenerative [t/anno]				
	Anno	Moncalieri 2°GT	Moncalieri 3° GT	Torino Nord
Elettrico	-	0,00	0,00	0,00
I° scenario	2014	0,00	0,00	0,00
II° scenario	2015	0,00	0,00	0,00
III° scenario	2016	0,00	0,00	0,00
IV° scenario	2017	0,00	0,00	0,00
V° scenario	2018	0,00	0,00	0,00
VI° scenario	2019	0,00	0,00	0,00
VII° scenario	2020	0,00	0,00	0,00
VIII° scenario	2021	0,00	0,00	0,00
IX° scenario	2022	0,00	0,00	0,00
X° scenario	2023	0,00	0,00	0,00

Tabella Apx 2.5 – Emissioni prodotte da centrali cogenerative per un anno di esercizio – SO₂

Caldaie di integrazione e riserva [t/anno]					
	Anno	Moncalieri	Torino nord	BIT	Politecnico
Elettrico	-	0,00	0,00	0,00	0,00
I° scenario	2014	0,00	0,00	0,00	0,00
II° scenario	2015	0,00	0,00	0,00	0,00
III° scenario	2016	0,00	0,00	0,00	0,00
IV° scenario	2017	0,00	0,00	0,00	0,00
V° scenario	2018	0,00	0,00	0,00	0,00
VI° scenario	2019	0,00	0,00	0,00	0,00
VII° scenario	2020	0,00	0,00	0,00	0,00
VIII° scenario	2021	0,00	0,00	0,00	0,00
IX° scenario	2022	0,00	0,00	0,00	0,00
X° scenario	2023	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella Apx 2.6 – Emissioni prodotte da centrali di integrazione e riserva per un anno di esercizio – SO₂

Per conferma dalle analisi ambientali eseguite per l'Autorizzazione Integrata Ambientale, non sono presenti emissioni di Ossidi di Zolfo dalle centrali di cogenerazione e integrazione e riserva.

Al fine di definire, su scala globale, l'incidenza delle emissioni delle centrali cogenerative, è necessario quantificare, oltre a quelle già citate, le emissioni annue di anidride carbonica di seguito esplicate.

Centrali Cogenerative [t/anno]				
	Anno	Moncalieri 2°GT	Moncalieri 3° GT	Torino Nord
Elettrico	-	831.677	804.010	943.896
I° scenario	2014	726.893	781.021	811.838
II° scenario	2015	742.101	783.222	814.623
III° scenario	2016	748.061	785.478	825.493
IV° scenario	2017	758.728	788.570	836.101
V° scenario	2018	767.731	791.652	842.734
VI° scenario	2019	776.462	794.986	851.567
VII° scenario	2020	818.588	832.212	891.830
VIII° scenario	2021	884.959	896.840	961.137
IX° scenario	2022	925.738	938.761	1.016.700
X° scenario	2023	937.002	950.904	1.039.995

Tabella Apx 2.7 – Emissioni prodotte da centrali cogenerative per un anno di esercizio – CO₂

Caldaie di integrazione e riserva [t/anno]					
	Anno	Moncalieri	Torino nord	BIT	Politecnico
Elettrico	-	0,00	0,00	0,00	0,00
I° scenario	2014	827	83.909	7.028	4.383
II° scenario	2015	857	95.035	8.902	6.222
III° scenario	2016	887	107.485	11.218	8.503
IV° scenario	2017	929	123.766	15.472	12.708
V° scenario	2018	970	135.390	19.892	17.081
VI° scenario	2019	1.020	148.070	26.492	23.623
VII° scenario	2020	1.087	160.506	31.596	28.574
VIII° scenario	2021	1.181	175.808	36.236	32.969
IX° scenario	2022	1.269	193.877	45.243	41.789
X° scenario	2023	1.319	205.898	53.704	50.172

Tabella Apx 2.8 – Emissioni prodotte da centrali di integr. e riserva per un anno di esercizio – CO₂

Sarà istantaneo notare la differenza dell'ordine di grandezza tra i valori della CO₂ e dei tre macro inquinanti incontrati nelle pagine precedenti: si sale di ben quattro-cinque ordini di grandezza passando da NO_x, SO₂ e PM₁₀ alla CO₂.

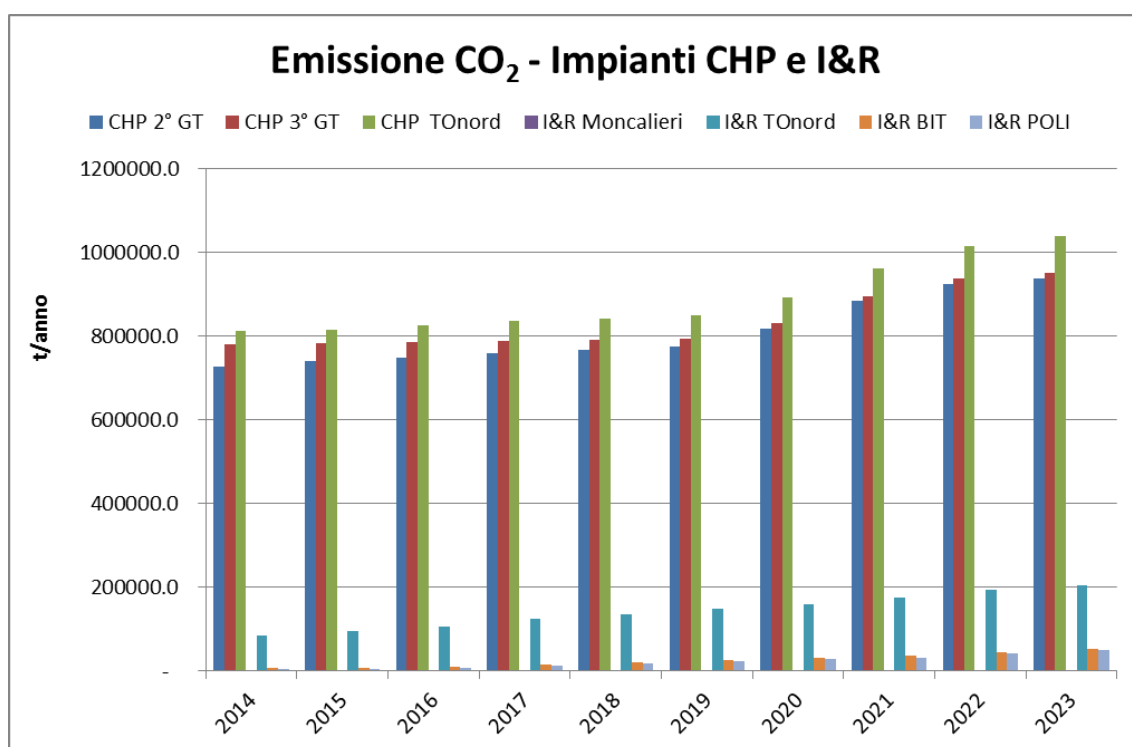


Figura Apx 2.3 – Emissioni prodotte dagli impianti CHP e I&R – CO₂

Appendice 3

Mappe di ricaduta degli inquinanti al suolo

A3.0 Introduzione

La finalità della presente Appendice è contenere i risultati delle simulazioni di ricaduta al suolo degli inquinanti analizzati (NO_x e PM₁₀) nei capitoli 9 e 10.

A3.1 Dati emissivi per il I° Assetto cogenerativo - 2014

Di seguito si riportano i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	13,997	14,244	0,0000	5,453	1,5428	0,1455	0,0840
Febbraio	13,412	12,684	0,0000	4,757	0,9810	0,1249	0,0571
Marzo	10,606	12,063	0,0163	5,422	0,5913	0,0244	0,0200
Aprile	8,520	10,546	0,0080	3,421	0,0311	0,0016	0,0000
Maggio	6,297	6,714	0,0320	2,646	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	6,028	0,0747	2,565	0,0597	0,0747	0,0896
Luglio	6,274	6,370	0,0045	2,604	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	6,329	5,382	0,0040	2,322	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	6,508	0,081	0,0114	0,043	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	8,589	10,045	0,0010	3,039	0,0173	0,0001	0,0008
Novembre	12,053	13,241	0,0000	3,861	0,1150	0,0011	0,0011
Dicembre	13,979	14,102	0,0091	5,217	0,9910	0,0600	0,0600
Media	8,880	9,292	0,013	3,446	0,361	0,036	0,026

valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,4661	0,4743	0,0000	0,6544	0,1851	0,0175	0,0101
Febbraio	0,4034	0,4224	0,0000	0,5708	0,1177	0,0150	0,0069
Marzo	0,3532	0,4017	0,0005	0,6507	0,0710	0,0029	0,0024
Aprile	0,2746	0,3512	0,0003	0,4105	0,0037	0,0002	0,0000
Maggio	0,2097	0,2236	0,0011	0,3176	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2007	0,0025	0,3079	0,0072	0,0090	0,0108
Luglio	0,2089	0,2121	0,0001	0,3125	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2107	0,1792	0,0001	0,2787	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2097	0,0027	0,0004	0,0051	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,2860	0,3345	0,0000	0,3646	0,0021	0,0000	0,0001
Novembre	0,3884	0,4409	0,0000	0,4633	0,0138	0,0001	0,0001
Dicembre	0,4505	0,4696	0,0003	0,6260	0,1189	0,0072	0,0072
Media	0,2884	0,3094	0,0004	0,4135	0,0433	0,0043	0,0031

Tabella Apx 3.1 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario I

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.1.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO_x - 2014

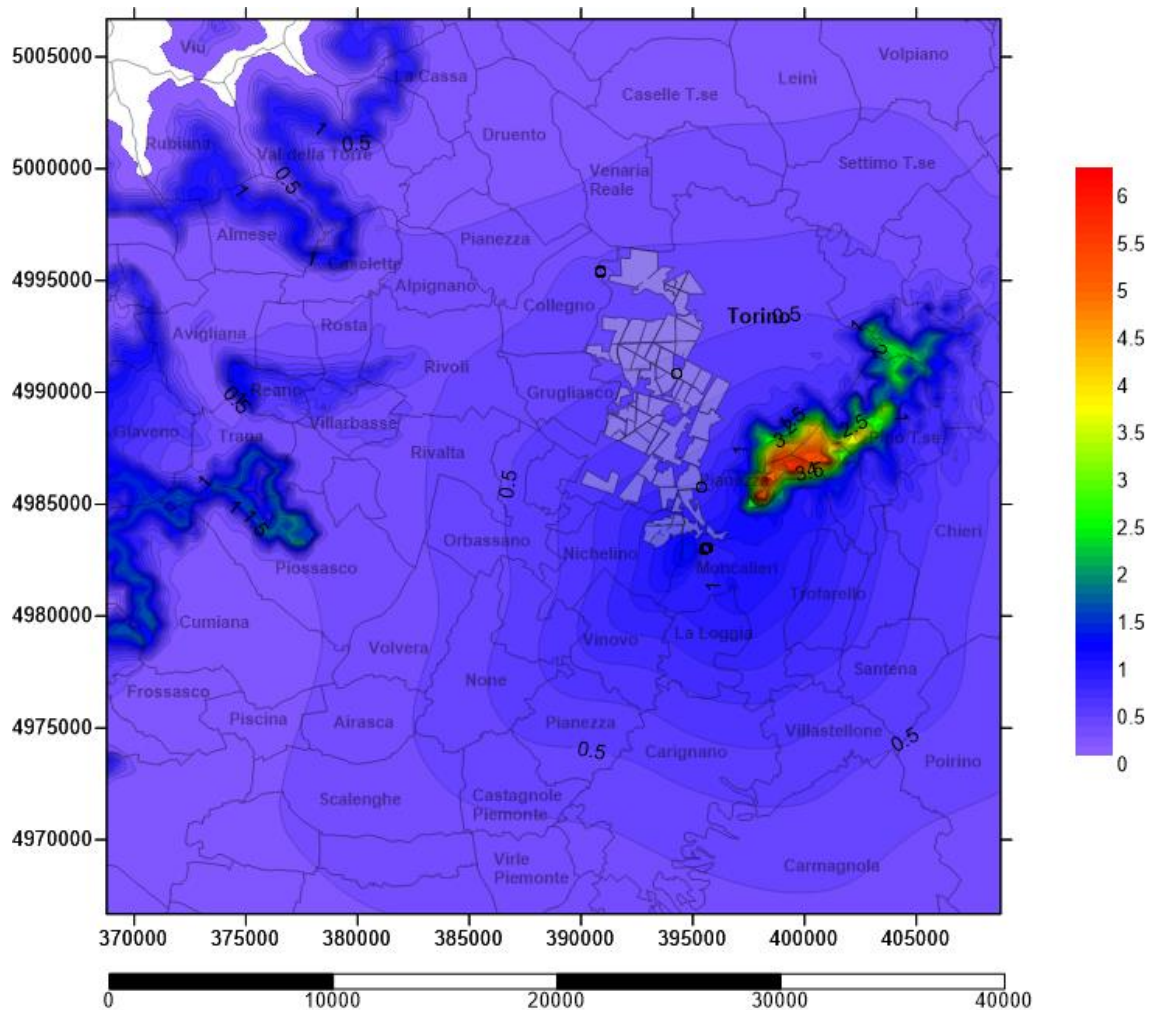


Figura Apx 3.1 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2014, in media, le massime concentrazioni di NO_x registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare l'ordine di grandezza delle concentrazioni, che non supera $6,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.1.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2014

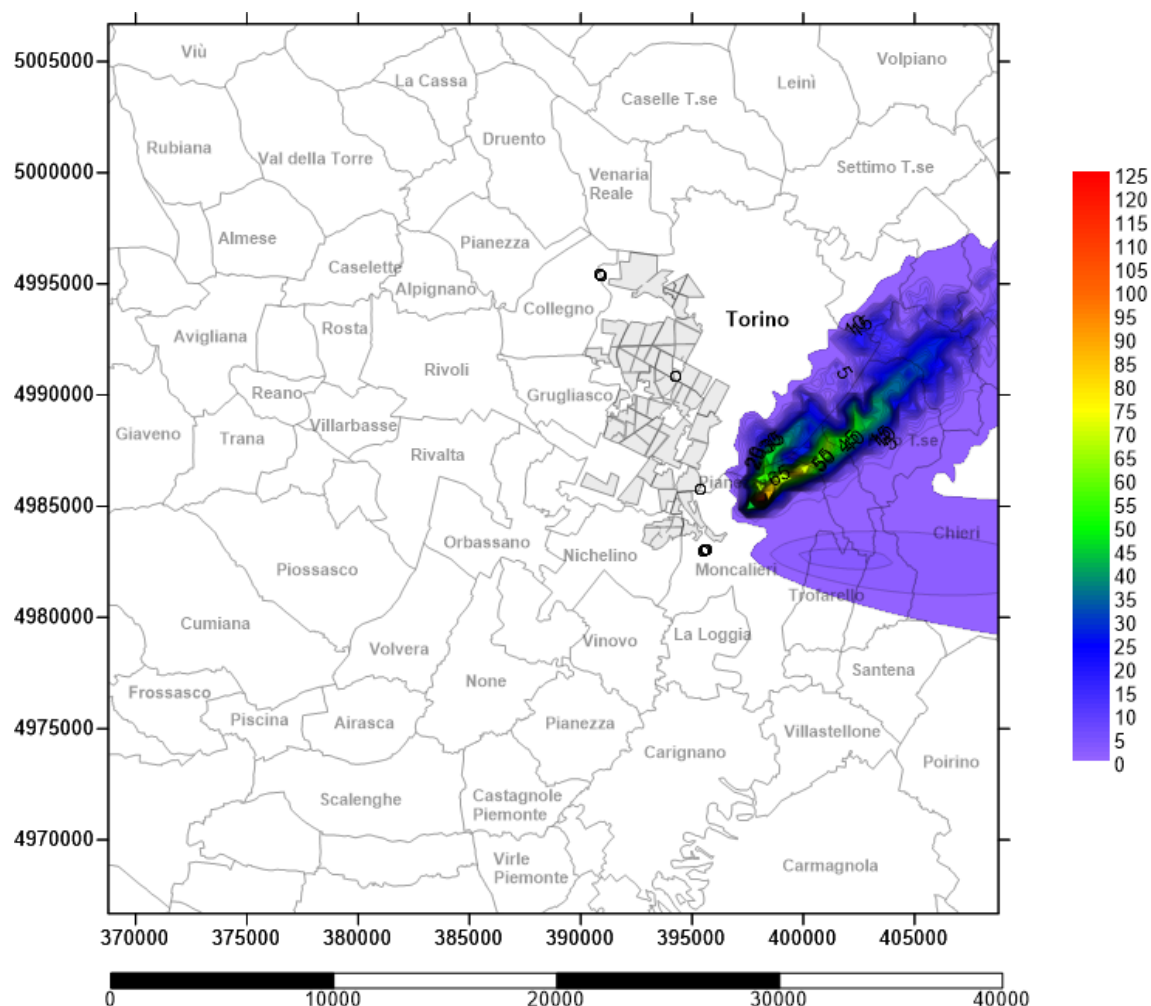


Figura Apx 3. 2 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2014
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2014 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori massimi delle concentrazioni, sono aumentati bruscamente rispetto alle medie annue, passando da $6,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.1.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2014

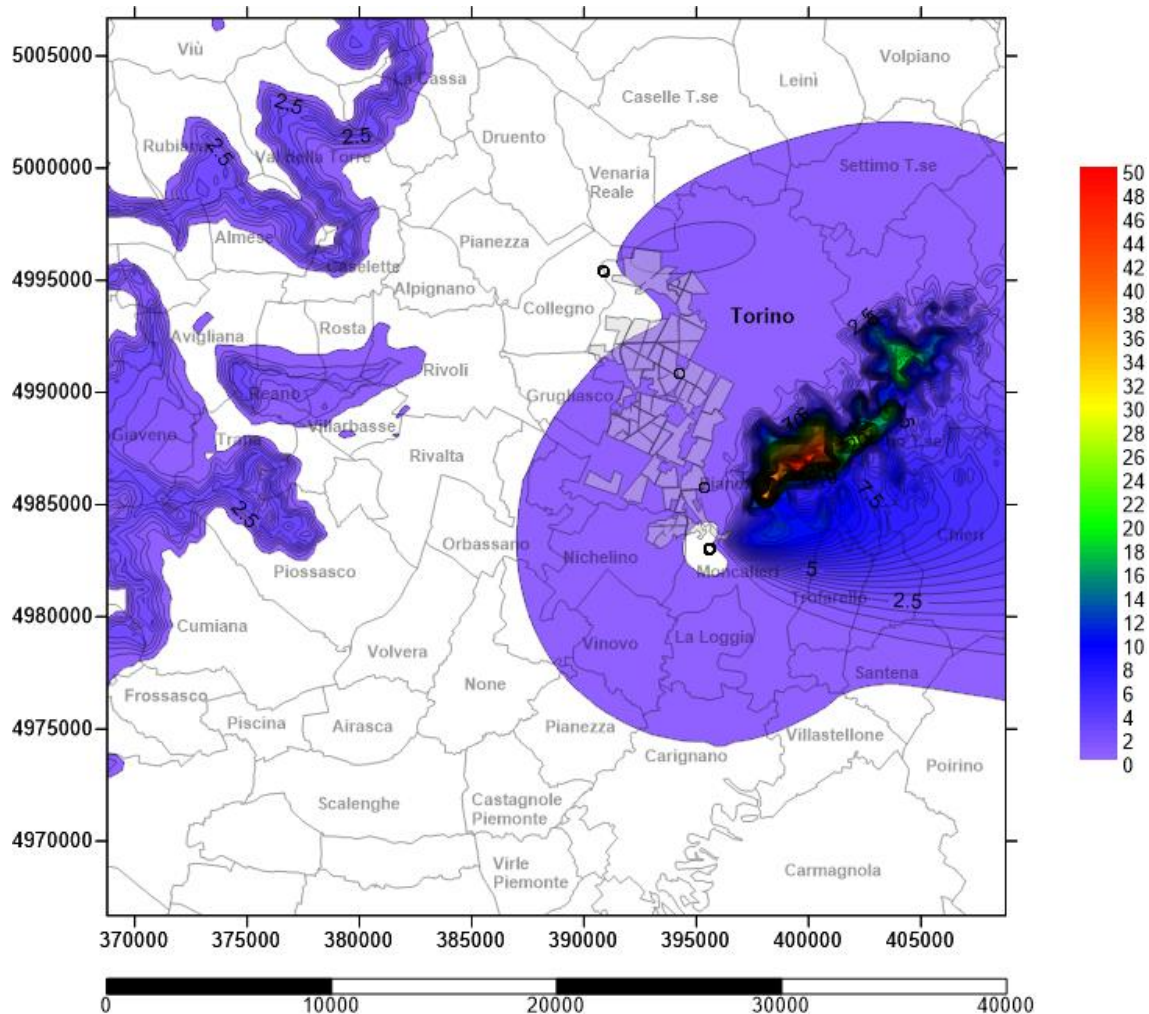


Figura Apx 3.3 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2014
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2014 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori massimi delle concentrazioni, sono leggermente diminuiti rispetto a quelli registrati il 26 dicembre 2014 ma restano comunque quasi dieci volte superiori rispetto quelli delle medie annue. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.1.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2014

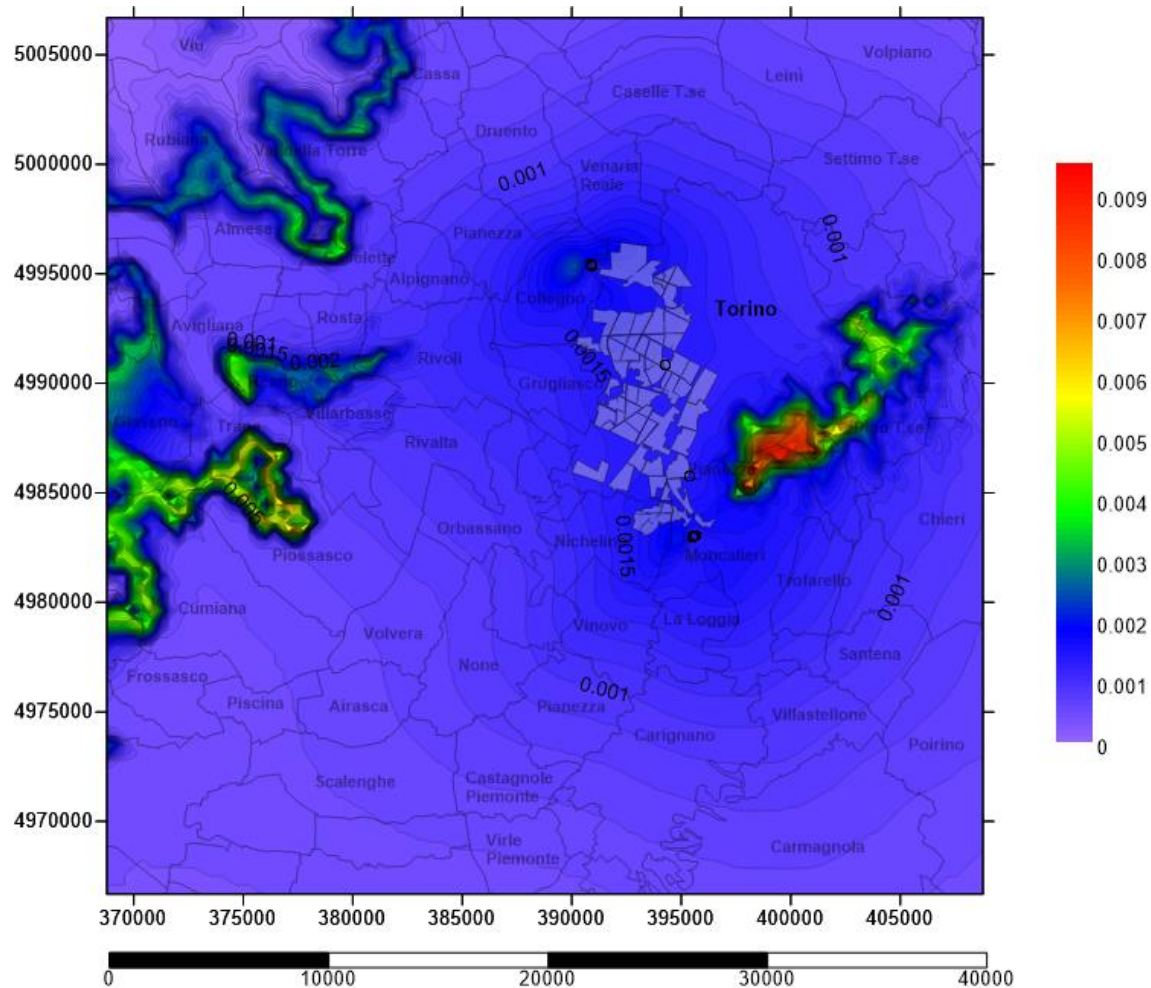


Figura Apx 3.4 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2014, in media, le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare l'ordine di grandezza delle concentrazioni, che non supera 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.1.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2014

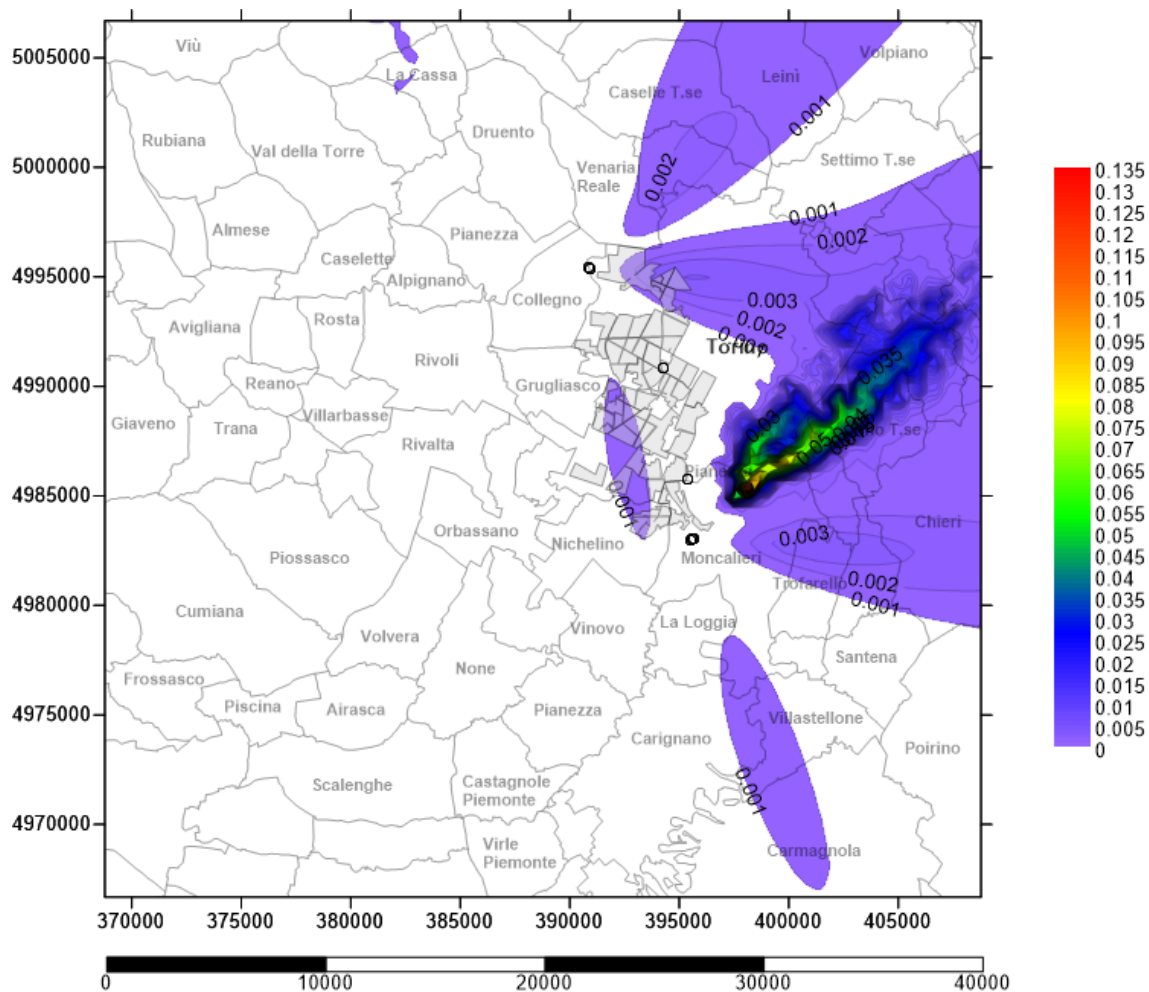


Figura Apx 3.5 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2014
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 26 Dicembre 2014 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,135 µg/m³ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,01 µg/m³. I valori massimi delle concentrazioni, sono aumentati per più di 13 volte rispetto alle medie annue, passando da 0,01 µg/m³ a 0,135 µg/m³. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A3.1.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2014

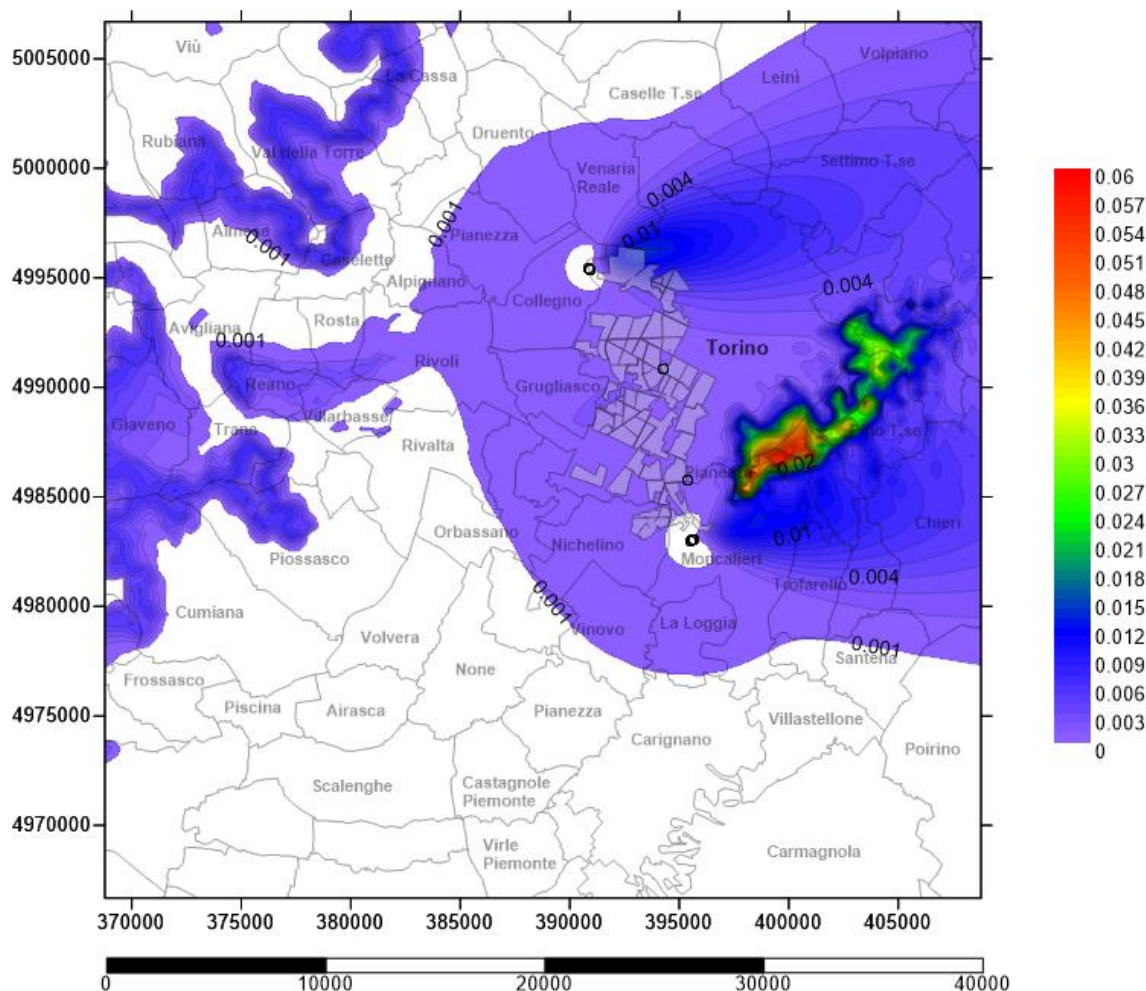


Figura Apx 3. 6 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2014
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2014 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,06 µg/m³ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,02 µg/m³. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di 0,01 µg/m³. I valori massimi delle concentrazioni, sono quasi aumentati per 6 volte rispetto alle medie annue, passando da 0,01 µg/m³ a 0,06 µg/m³.

A.3.2 Dati emissivi per il II° Assetto cogenerativo - 2015

Di seguito si riportano i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	14,119	14,264	0,0000	5,460	1,7562	0,1805	0,1181
Febbraio	13,692	12,705	0,0000	4,771	1,1242	0,1458	0,0771
Marzo	11,114	12,119	0,0165	5,440	0,6184	0,0331	0,0287
Aprile	8,789	10,585	0,0081	3,439	0,0347	0,0016	0,0000
Maggio	6,350	6,739	0,0334	2,648	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	6,242	0,0336	2,525	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	6,291	6,379	0,0047	2,603	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	6,350	5,387	0,0042	2,325	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	6,566	0,085	0,0119	0,045	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	8,803	10,085	0,0010	3,051	0,0227	0,0001	0,0008
Novembre	12,485	13,283	0,0000	3,904	0,1433	0,0025	0,0025
Dicembre	14,238	14,123	0,0092	5,240	1,1363	0,0894	0,0894
Media	9,067	9,333	0,010214	3,454	0,403	0,0377	0,0264
valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,4702	0,4750	0,0000	0,6553	0,2107	0,0217	0,0142
Febbraio	0,4118	0,4231	0,0000	0,5725	0,1349	0,0175	0,0093
Marzo	0,3701	0,4036	0,0005	0,6528	0,0742	0,0040	0,0034
Aprile	0,2832	0,3525	0,0003	0,4127	0,0042	0,0002	0,0000
Maggio	0,2115	0,2244	0,0011	0,3178	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2078	0,0011	0,3030	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2095	0,2124	0,0002	0,3124	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2115	0,1794	0,0001	0,2789	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2116	0,0028	0,0004	0,0054	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,2932	0,3358	0,0000	0,3661	0,0027	0,0000	0,0001
Novembre	0,4023	0,4423	0,0000	0,4684	0,0172	0,0003	0,0003
Dicembre	0,4588	0,4703	0,0003	0,6288	0,1364	0,0107	0,0107
Media	0,2945	0,3108	0,0003	0,4145	0,0484	0,0045	0,0032

Tabella Apx 3.2 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario II

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.2.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO_x - 2015

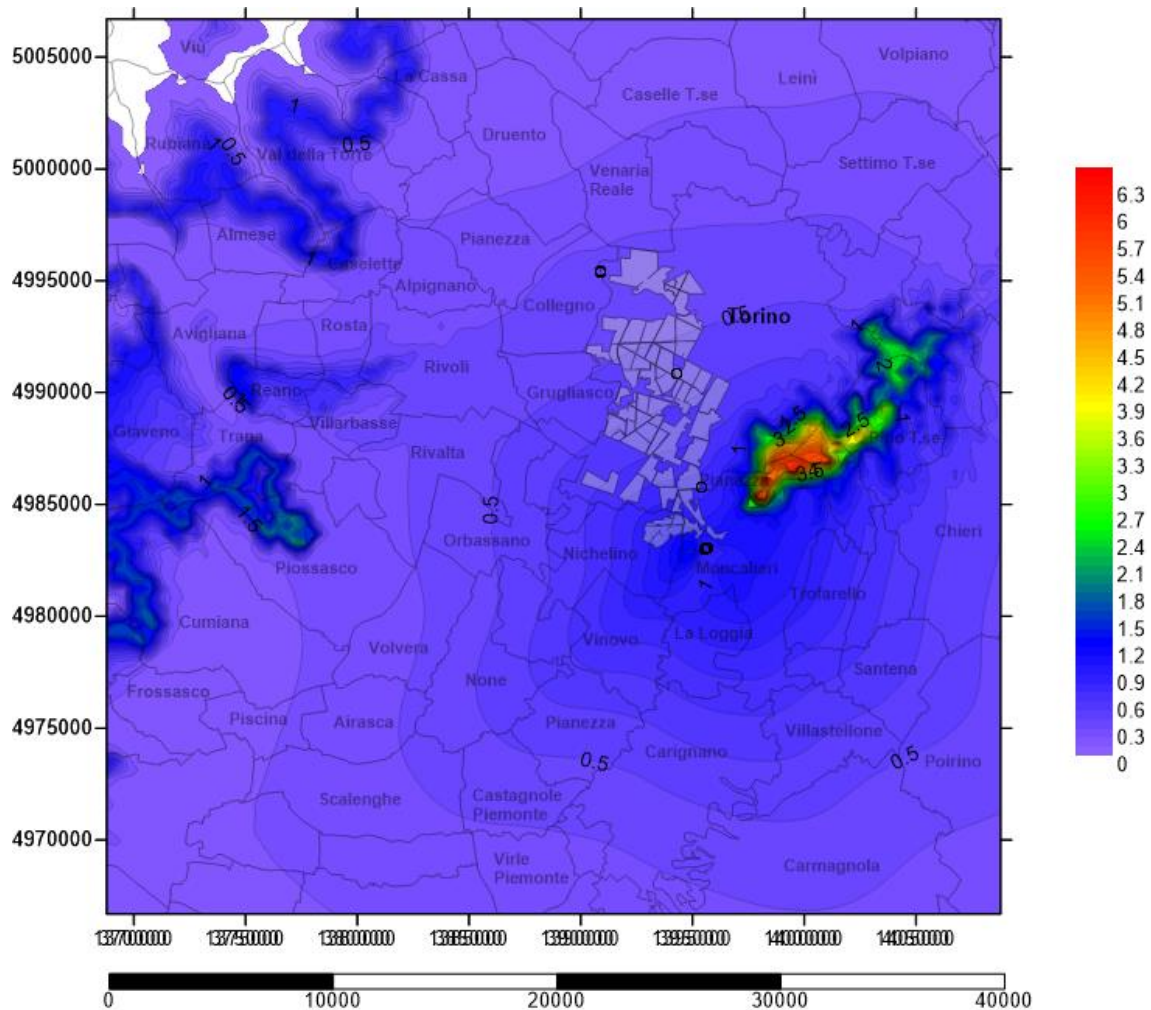


Figura Apx 3. 7- Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2015, in media, le massime concentrazioni di NO_x registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa come già notato per il 2014 ma è da notare il massimo delle concentrazioni, che aumenta di $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ arrivando al picco di $6,7 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.2.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2015

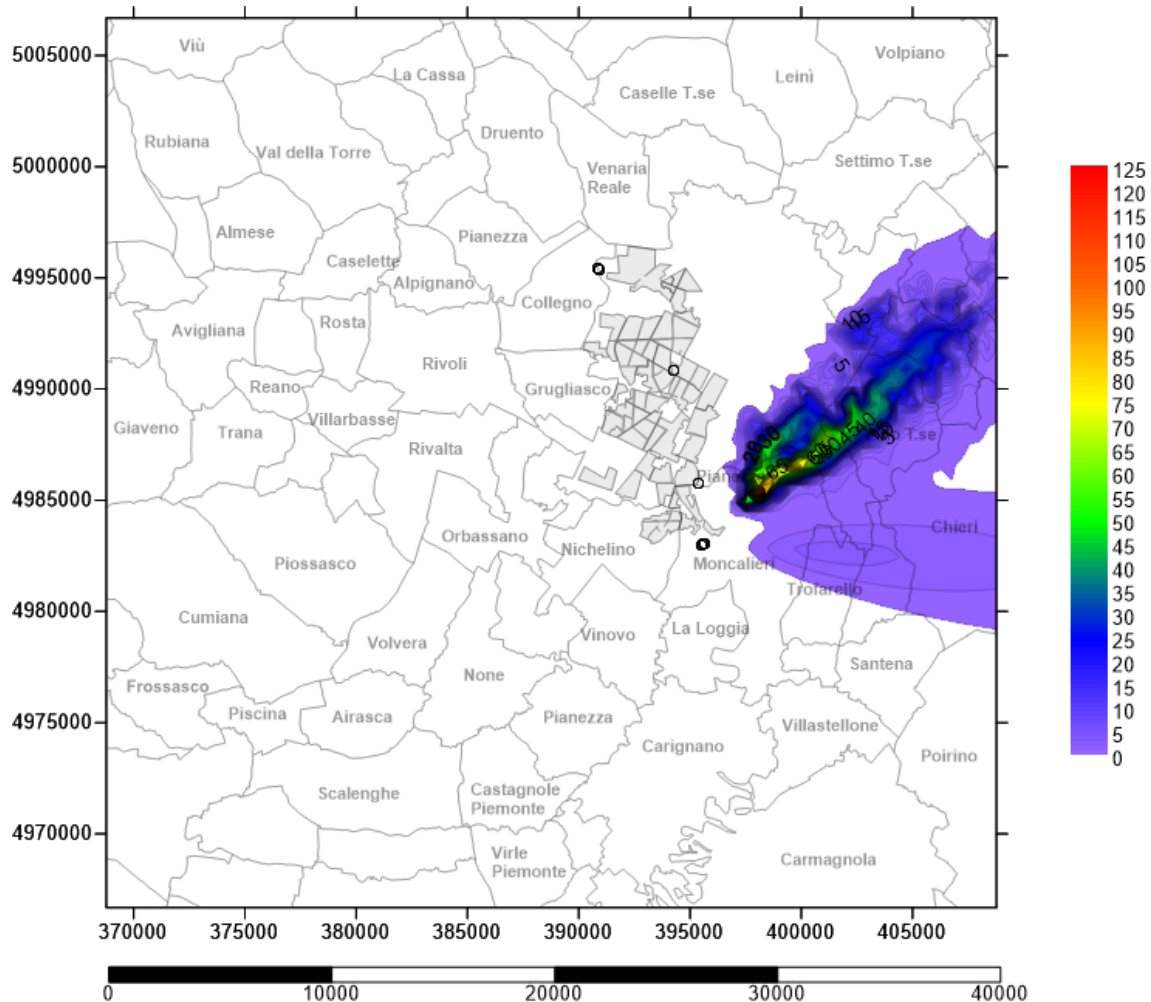


Figura Apx 3. 8- Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2015
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2015 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori delle concentrazioni, sono aumentati leggermente rispetto il 26 dicembre 2014, soprattutto nella zona pianeggiante che circonda la collina. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.2.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2015

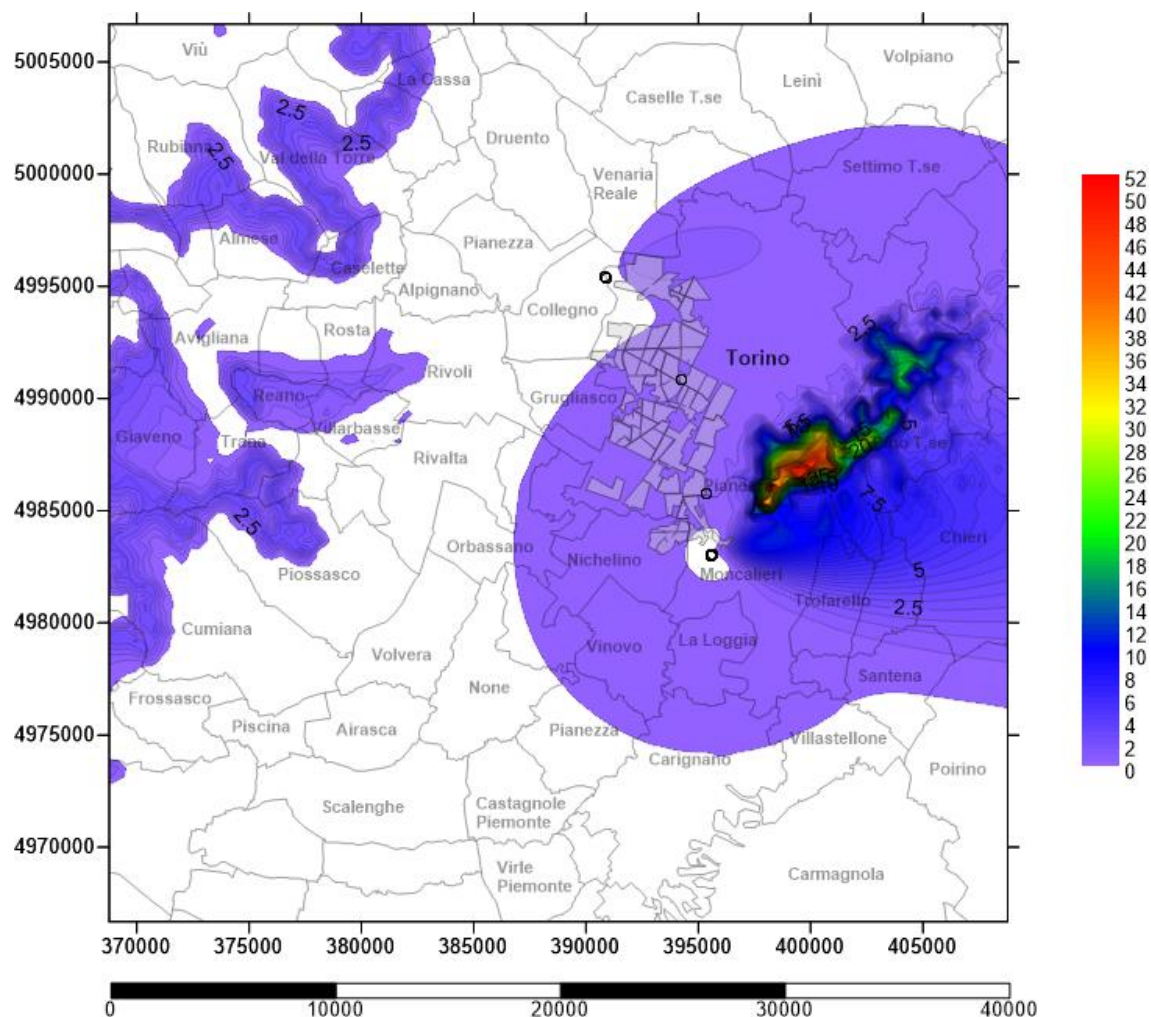


Figura Apx 3. 9- Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2015 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $52 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori massimi delle concentrazioni, sono leggermente aumentati rispetto a quelli registrati il 03 Gennaio 2014 e restano comunque quasi dieci volte superiori rispetto quelli delle medie annue. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.2.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2015

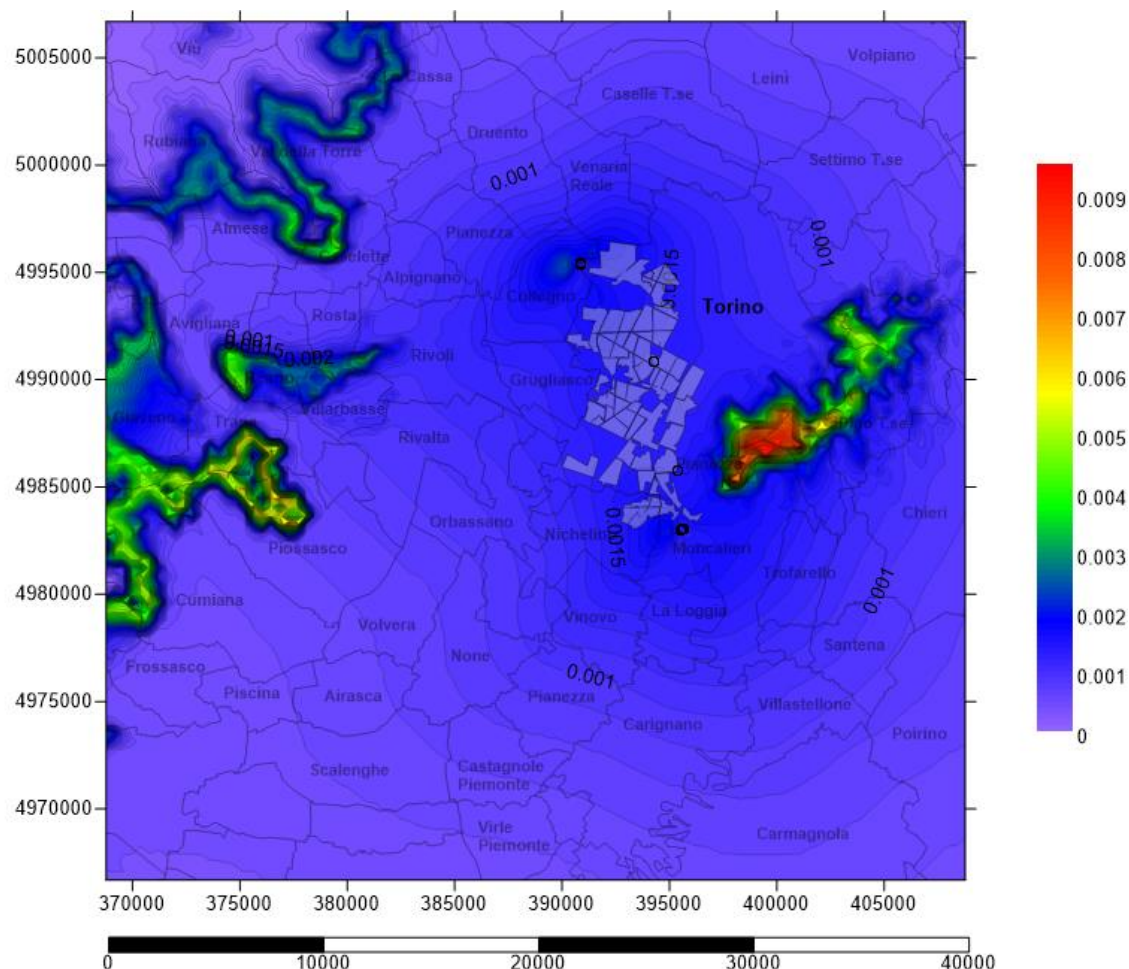


Figura Apx 3. 10 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2015, in media, le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare l'ordine di grandezza delle concentrazioni, che non supera $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.2.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2015

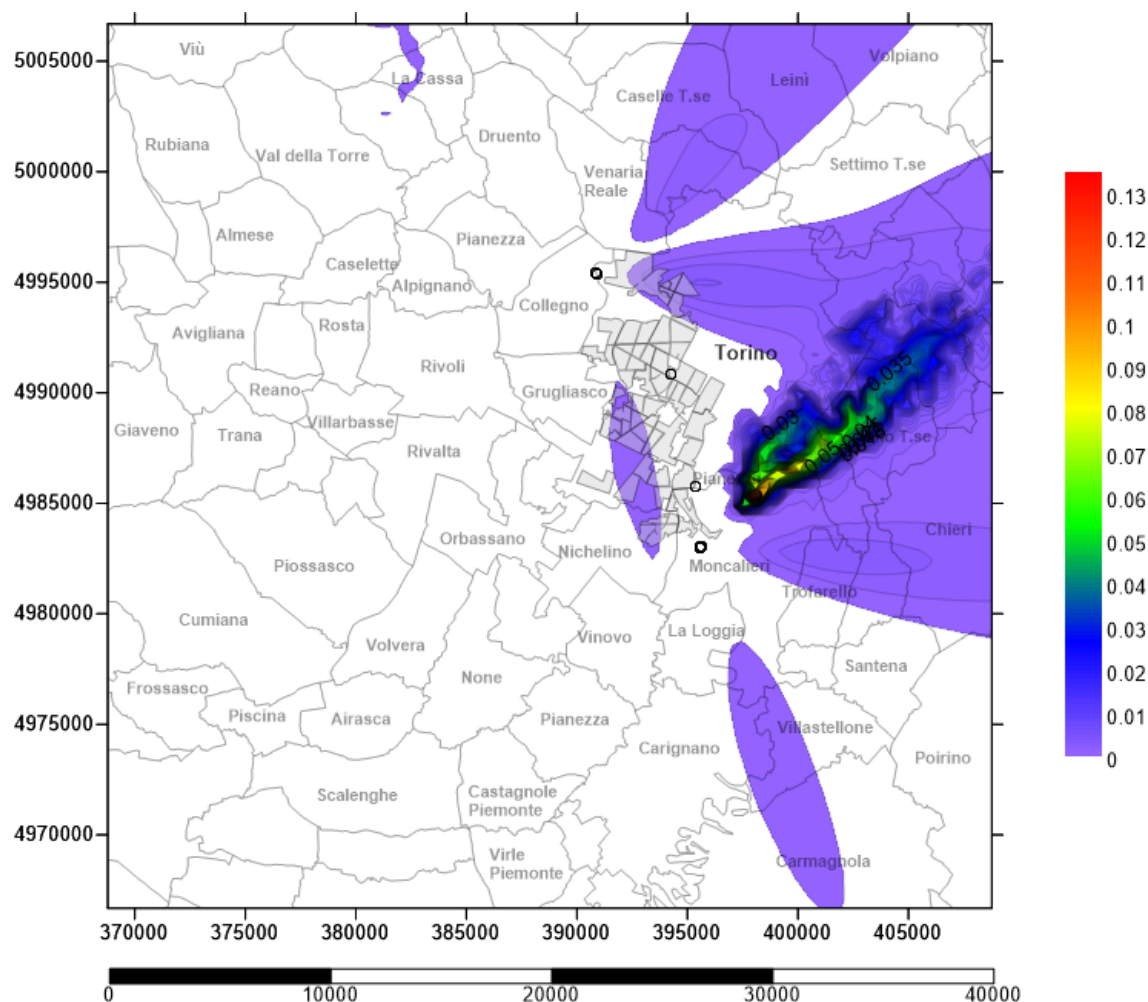


Figura Apx 3. 11 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2015
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 26 Dicembre 2015 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,137 µg/m³ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,01 µg/m³. I valori massimi delle concentrazioni, sono aumentati lievemente rispetto al 2014 e soprattutto nelle aree pianeggianti si sono ampliate le zone interessate dalla presenza di particolato. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A.3.2.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2015

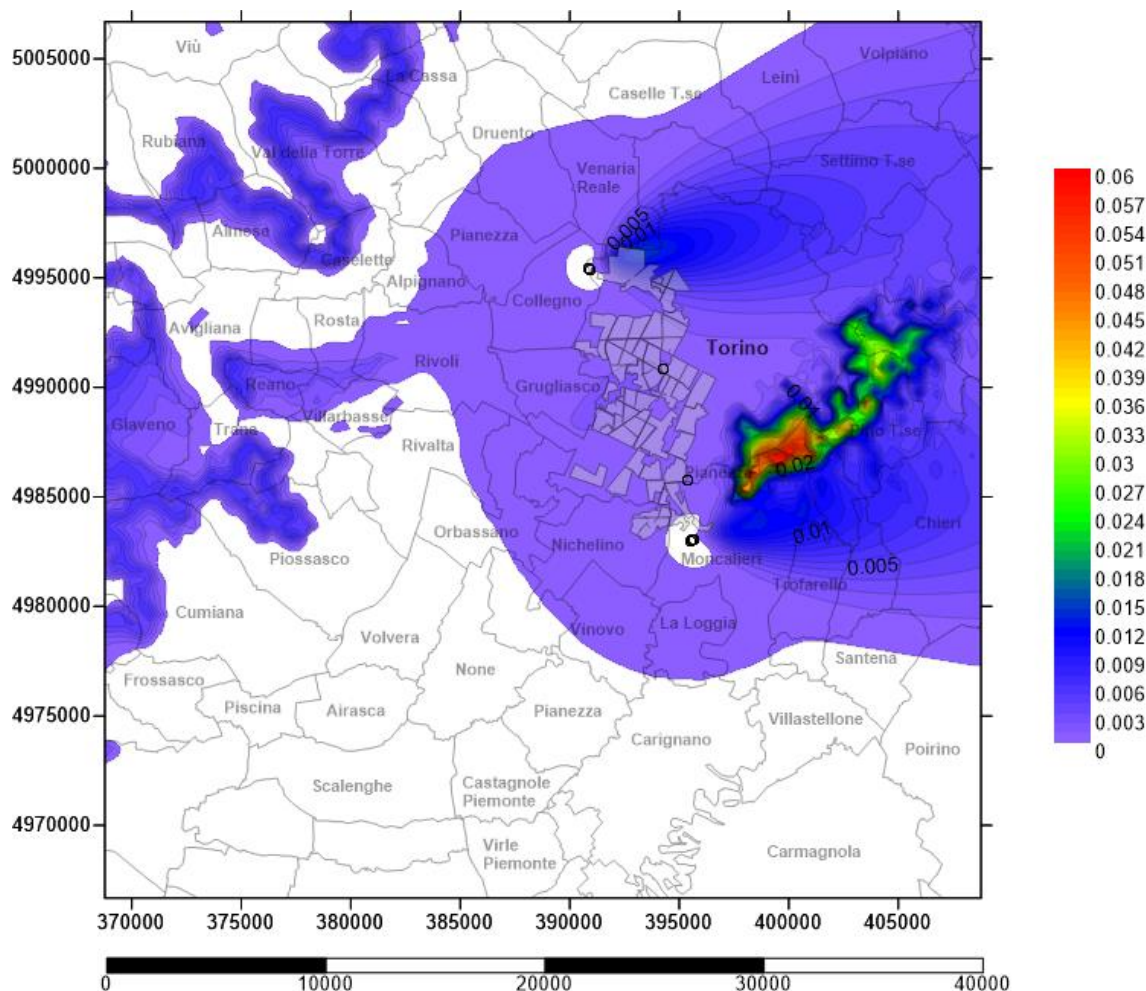


Figura Apx 3. 12 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2015
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2015 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,06 µg/m³ sulle quote massime come già registrato nel 2014. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,02 µg/m³ però le aree interessate sono più ampie del 2014. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di 0,01 µg/m³. I valori massimi delle concentrazioni, sono quasi aumentati per 6 volte rispetto alle medie annue, passando da 0,01 µg/m³ a 0,06 µg/m³.

A.3.3 Dati emissivi per il III° Assetto cogenerativo - 2016

Di seguito si riportano invece i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	14,174	14,282	0,0000	5,492	1,9531	0,2251	0,1619
Febbraio	13,787	12,730	0,0000	4,838	1,2795	0,1698	0,1002
Marzo	11,306	12,174	0,0167	5,495	0,7028	0,0434	0,0389
Aprile	8,896	10,628	0,0082	3,508	0,0437	0,0016	0,0000
Maggio	6,371	6,764	0,0349	2,667	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	6,266	0,0351	2,529	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	6,298	6,398	0,0049	2,606	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	6,360	5,399	0,0043	2,330	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	6,592	0,089	0,0124	0,058	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	8,897	10,125	0,0010	3,117	0,0304	0,0001	0,0008
Novembre	12,665	13,323	0,0000	4,056	0,1760	0,0044	0,0044
Dicembre	14,326	14,142	0,0093	5,308	1,2837	0,1263	0,1263
Media	9,139	9,360	0,010573	3,500	0,456	0,0476	0,0361

valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,4720	0,4756	0,0000	0,6590	0,2344	0,0270	0,0194
Febbraio	0,4147	0,4239	0,0000	0,5806	0,1535	0,0204	0,0120
Marzo	0,3765	0,4054	0,0006	0,6594	0,0843	0,0052	0,0047
Aprile	0,2867	0,3539	0,0003	0,4210	0,0052	0,0002	0,0000
Maggio	0,2121	0,2252	0,0012	0,3200	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2087	0,0012	0,3034	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2097	0,2131	0,0002	0,3127	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2118	0,1798	0,0001	0,2796	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2124	0,0030	0,0004	0,0070	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,2963	0,3372	0,0000	0,3740	0,0036	0,0000	0,0001
Novembre	0,4081	0,4437	0,0000	0,4867	0,0211	0,0005	0,0005
Dicembre	0,4617	0,4709	0,0003	0,6370	0,1540	0,0152	0,0152
Media	0,2968	0,3117	0,0004	0,4200	0,0547	0,0057	0,0043

Tabella Apx 3.3 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario III

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.3.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2016

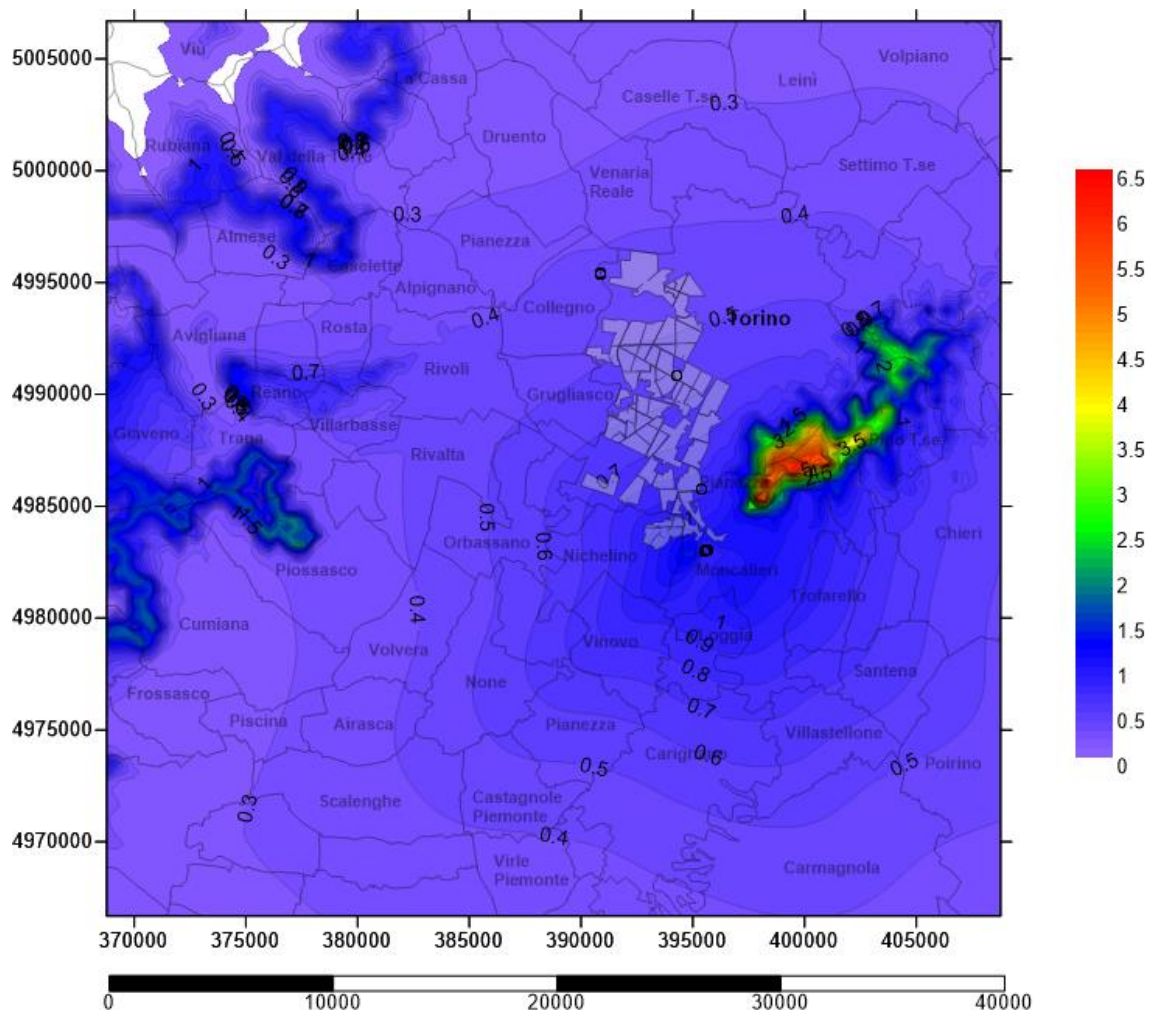


Figura Apx 3. 13 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2016, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare l'ordine di grandezza delle concentrazioni, che arriva a sfiorare $6,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Rispetto al 2015, vi è un lieve aumento medio su tutta l'area di studio delle concentrazioni di inquinante NOx al suolo.

A.3.3.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2016

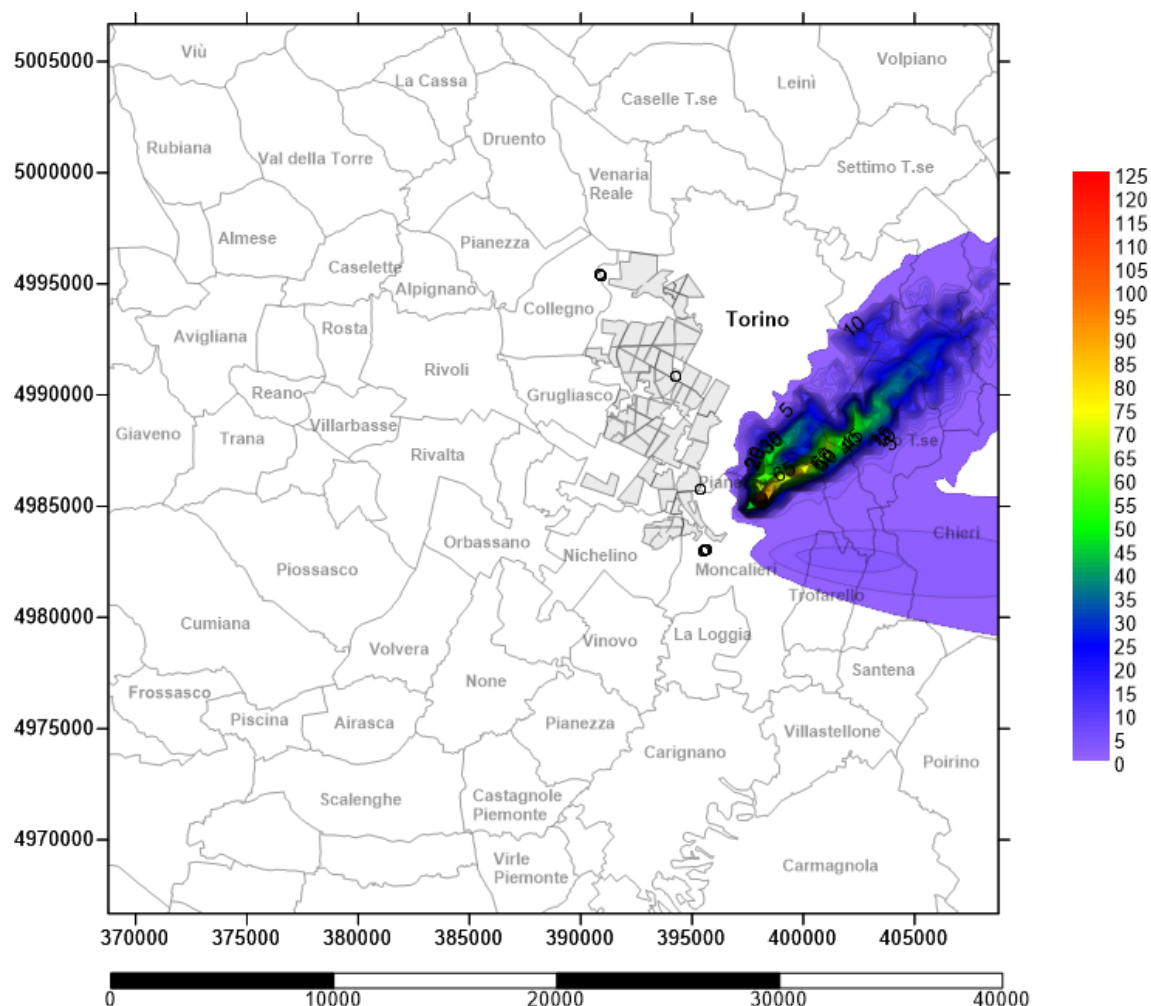


Figura Apx 3. 14 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2016
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2016 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che arrivano a $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Nella zona che da Moncalieri porta a Chieri si continua ad accumulare qualche $\mu\text{g}/\text{m}^3$ in più di NOx rispetto al 2015. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.3.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2016

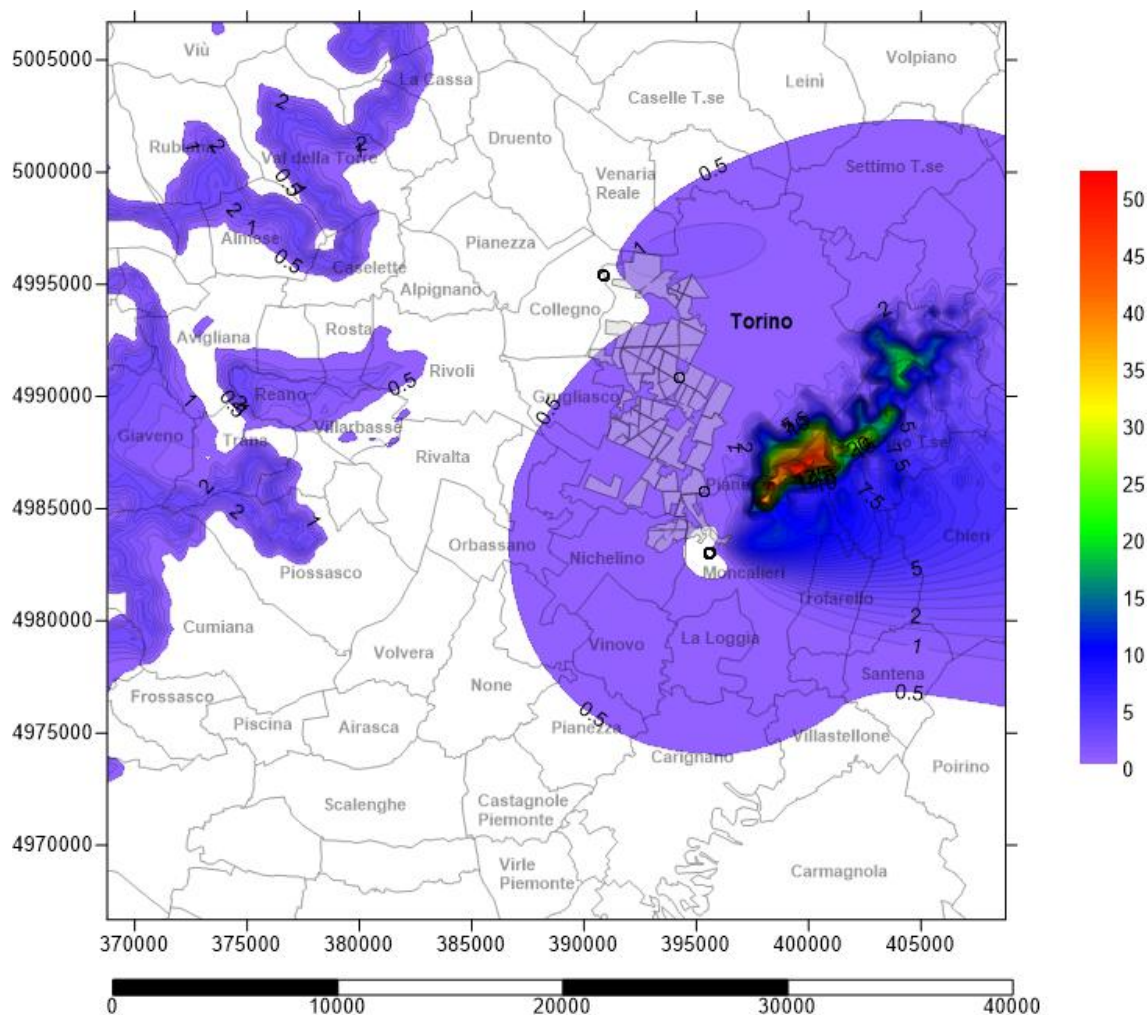


Figura Apx 3.15 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2016
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2016 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $52 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori massimi delle concentrazioni, sono leggermente aumentati rispetto a quelli registrati il 03 gennaio 2015 e restano comunque quasi dieci volte superiori rispetto quelli delle medie annue. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.3.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2016

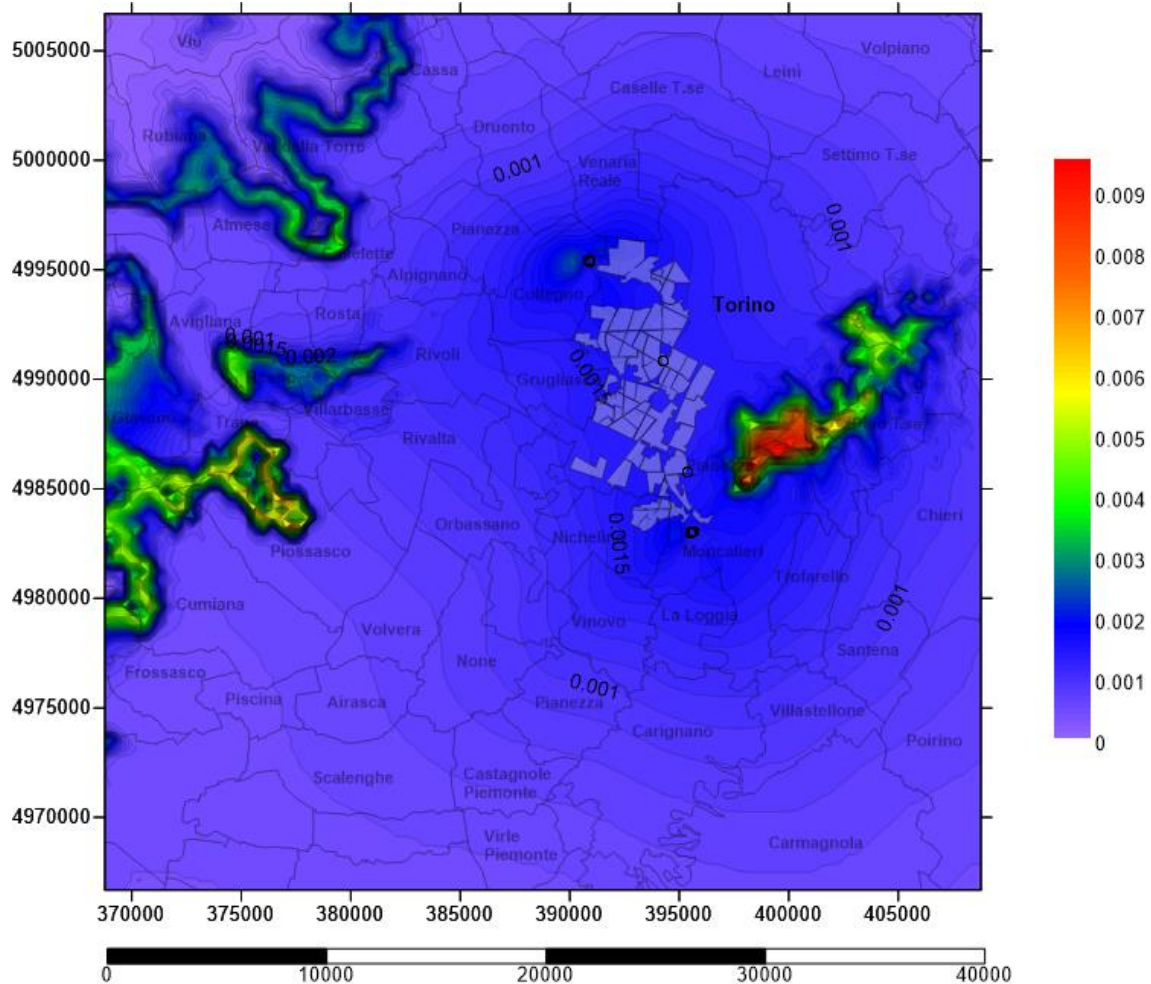


Figura Apx 3.16 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2016, in media, le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo continuano a insistere sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare l'ordine di grandezza delle concentrazioni che, come per gli anni precedenti, non supera $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ma complessivamente nell'area fa registrare lievi incrementi in pianura.

Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,0001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.3.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2016

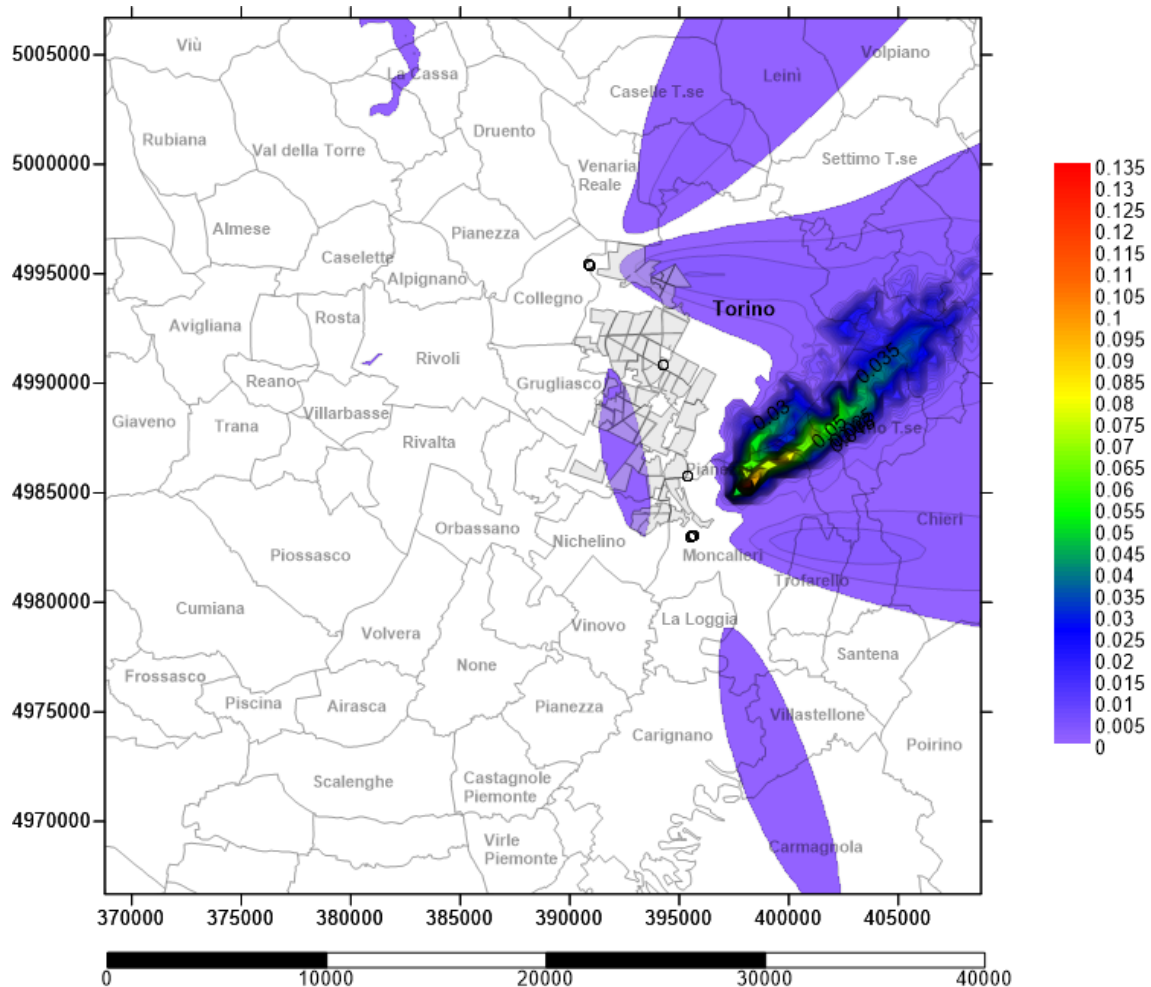


Figura Apx 3.17 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2016
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2016 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sempre di 0,135 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ sempre più ampie.
Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.3.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2016

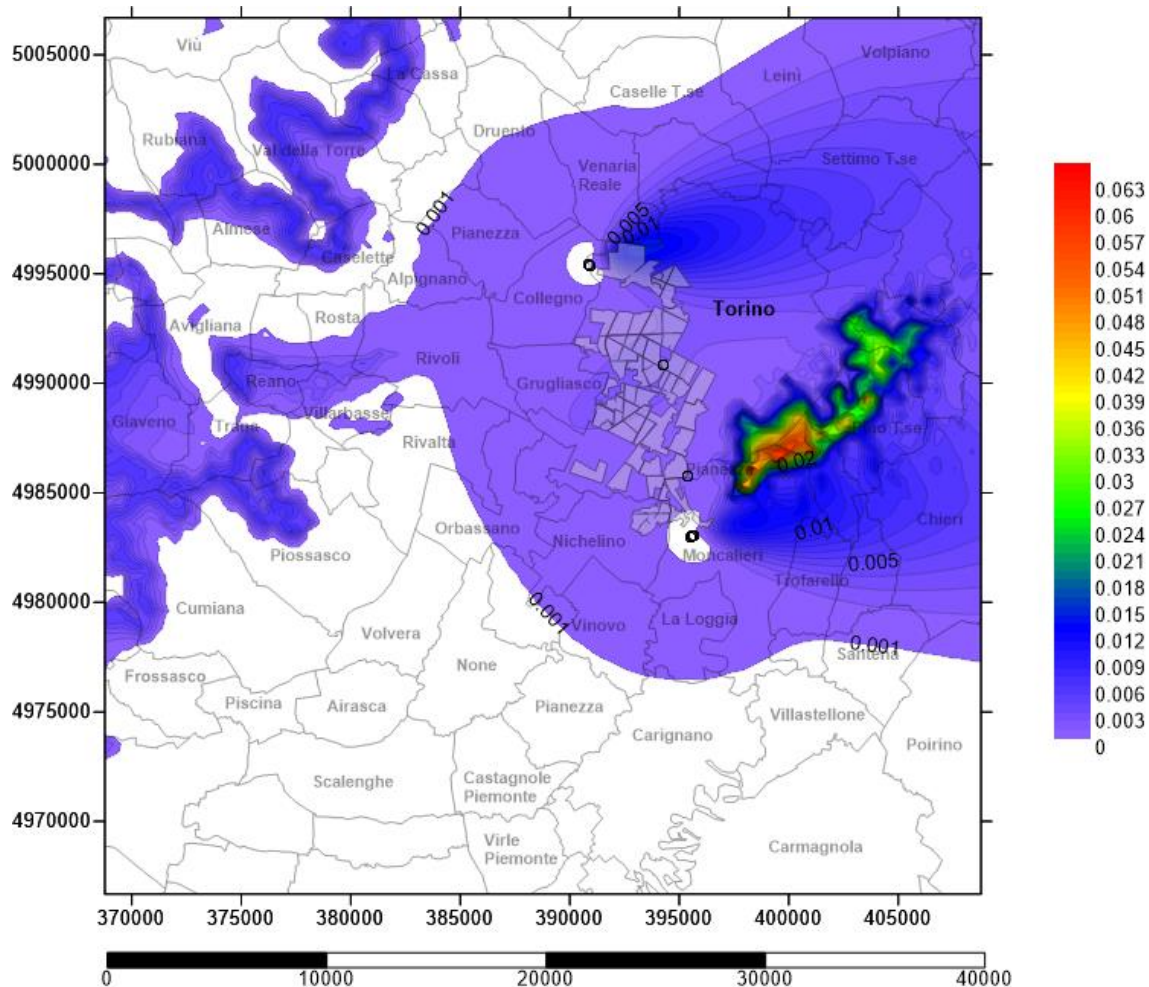


Figura Apx 3. 18 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2016
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2016 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,064 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e si nota come il pennacchio emissivo tenda a depositare qualche centinaio di metri dai camini emissivi. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ che tendono ad ampliarsi nella lingua di terra tra Reano e Trana. Le linee iso-concentrazione presentano un passo di $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.4 Dati emissivi per il IV° Assetto cogenerativo - 2017

Di seguito si riportano invece i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	14,274	14,304	0,0000	5,524	2,1834	0,3120	0,2477
Febbraio	13,948	12,763	0,0000	4,893	1,4931	0,2126	0,1418
Marzo	11,656	12,257	0,0170	5,547	0,8069	0,0626	0,0580
Aprile	9,109	10,690	0,0084	3,578	0,0568	0,0019	0,0002
Maggio	6,421	6,800	0,0370	2,689	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	6,310	0,0372	2,532	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	6,312	6,423	0,0052	2,608	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	6,378	5,402	0,0046	2,337	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	6,638	0,094	0,0132	0,072	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	9,062	10,177	0,0010	3,179	0,0422	0,0005	0,0012
Novembre	12,982	13,373	0,0000	4,222	0,2321	0,0087	0,0087
Dicembre	14,457	14,166	0,0095	5,363	1,4833	0,1891	0,1891
Media	9,270	9,397	0,011076	3,545	0,525	0,0656	0,0539

valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,4753	0,4763	0,0000	0,6629	0,2620	0,0374	0,0297
Febbraio	0,4195	0,4250	0,0000	0,5871	0,1792	0,0255	0,0170
Marzo	0,3881	0,4082	0,0006	0,6657	0,0968	0,0075	0,0070
Aprile	0,2935	0,3560	0,0003	0,4294	0,0068	0,0002	0,0000
Maggio	0,2138	0,2265	0,0012	0,3226	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2101	0,0012	0,3039	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2102	0,2139	0,0002	0,3130	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2124	0,1799	0,0002	0,2804	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2139	0,0031	0,0004	0,0086	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,3018	0,3389	0,0000	0,3815	0,0051	0,0001	0,0001
Novembre	0,4183	0,4453	0,0000	0,5066	0,0278	0,0010	0,0010
Dicembre	0,4659	0,4717	0,0003	0,6435	0,1780	0,0227	0,0227
Media	0,3011	0,3129	0,0004	0,4254	0,0630	0,0079	0,0065

Tabella Apx 3.4 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario IV

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.4.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2017

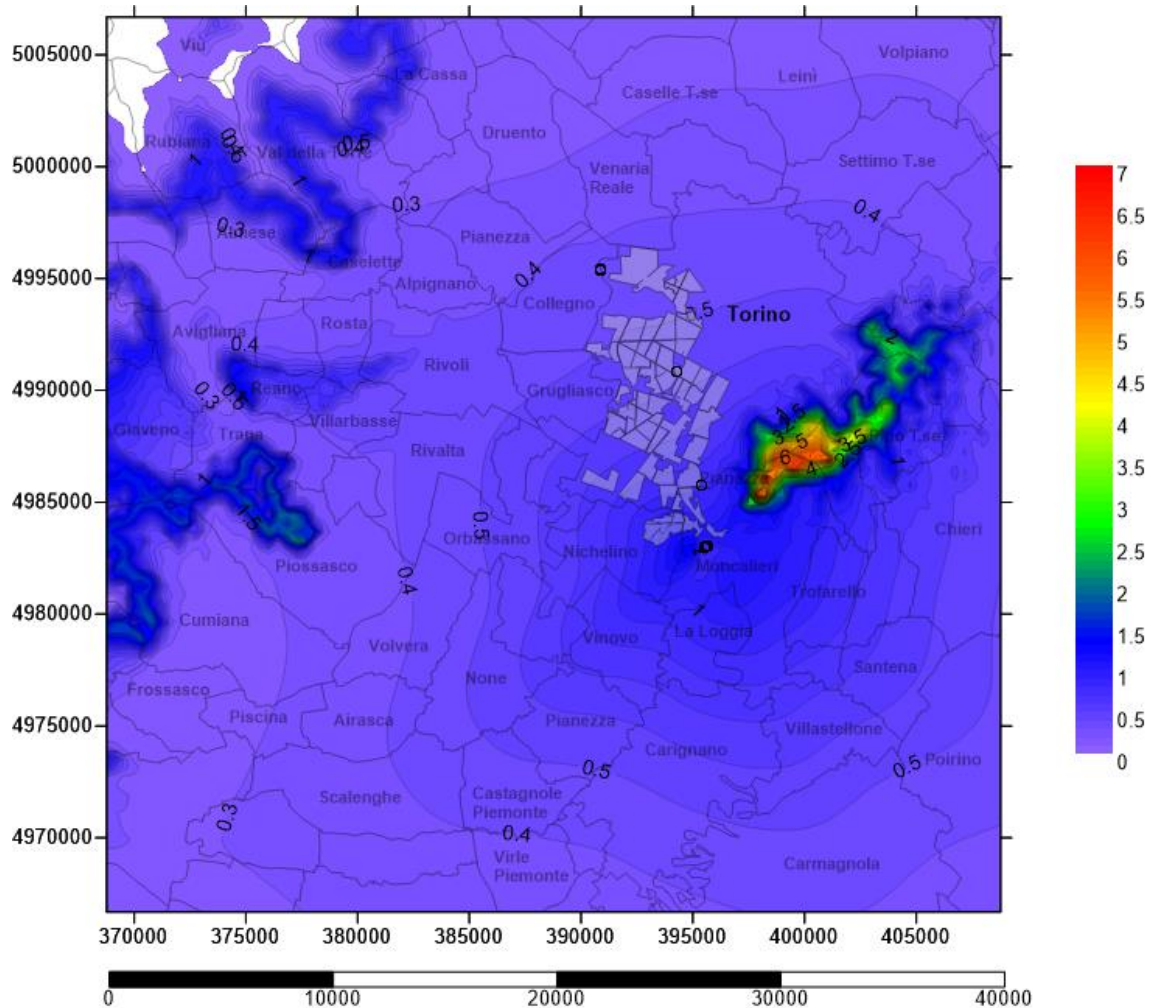


Figura Apx 3.19 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2017, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. Il picco di concentrazione è maggiore di $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ rispetto il 2016 e supera $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Le linee isoconcentrazione hanno valore di $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.4.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2017

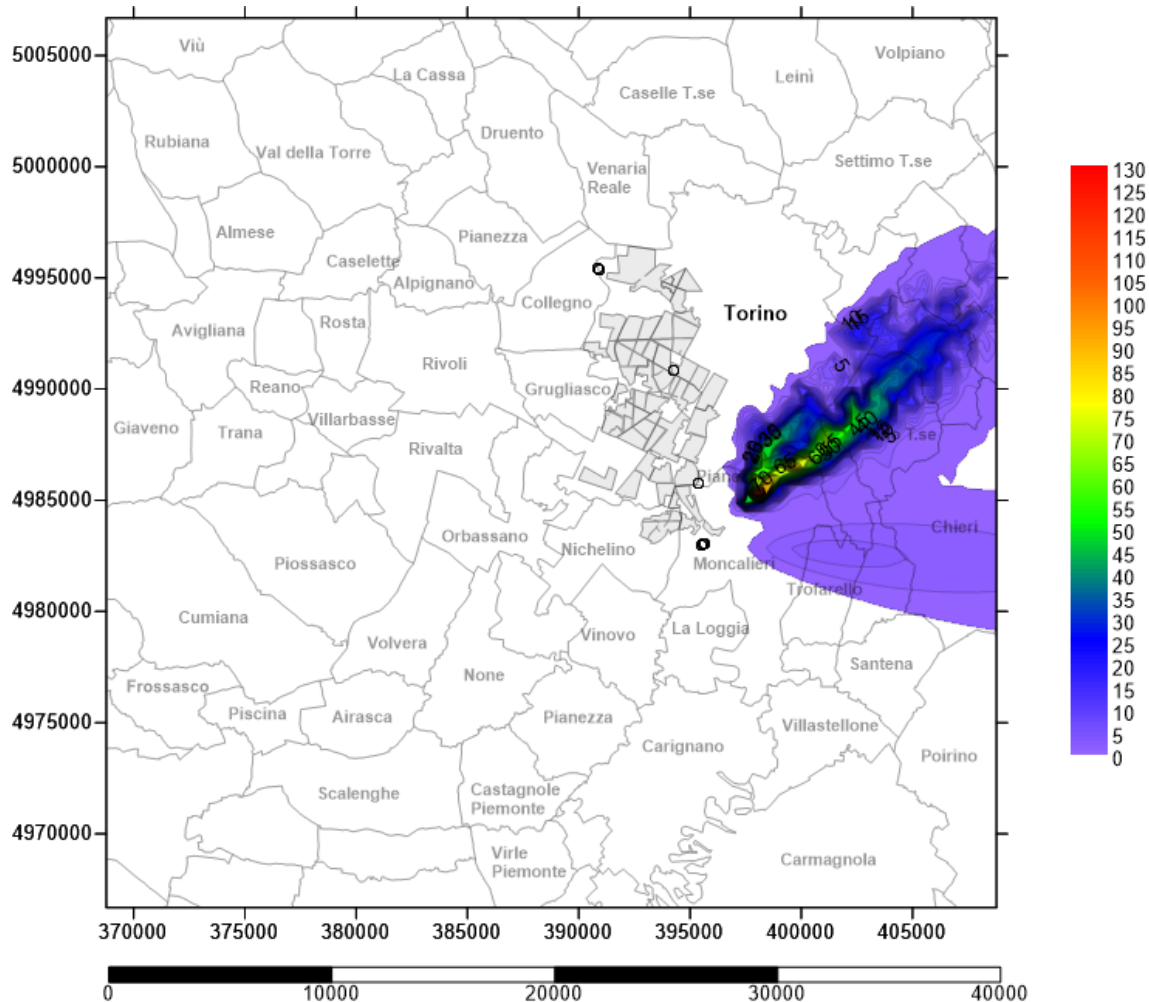


Figura Apx 3. 20 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2017 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che superano i $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Nei pressi degli impianti si riscontrano sempre valori di concentrazione inferiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. L'area interessata all'impatto di NOx per il 2017 è sempre più ampia rispetto gli anni passati. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.4.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2017

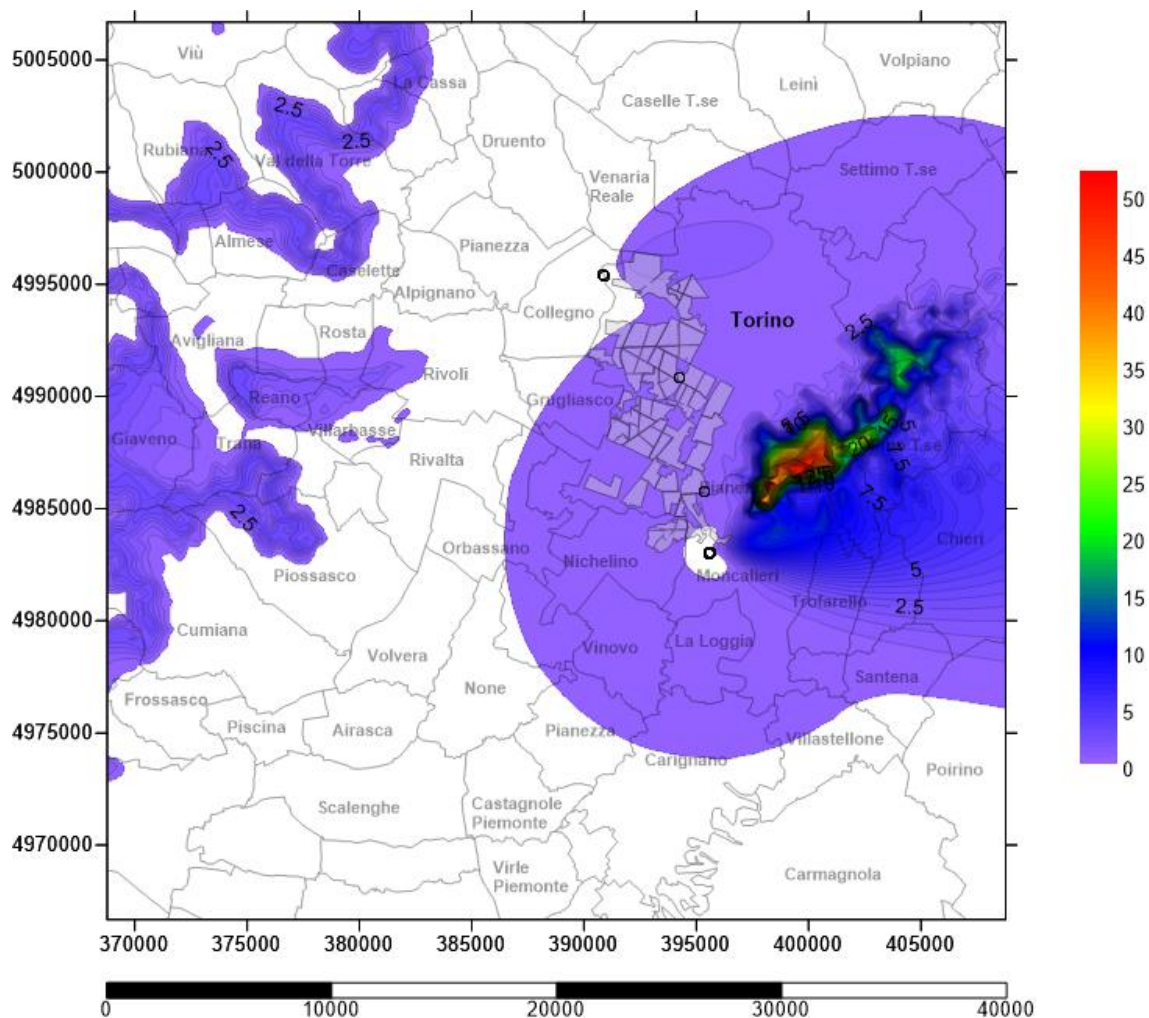


Figura Apx 3.21 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2014 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $54 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. L'area interessata dall'inquinamento è sempre più ampia soprattutto nella zona di Torino sud, Nichelino e Moncalieri dove incide fortemente l'apporto delle centrali 2° GT e 3° GT. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.4.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2017

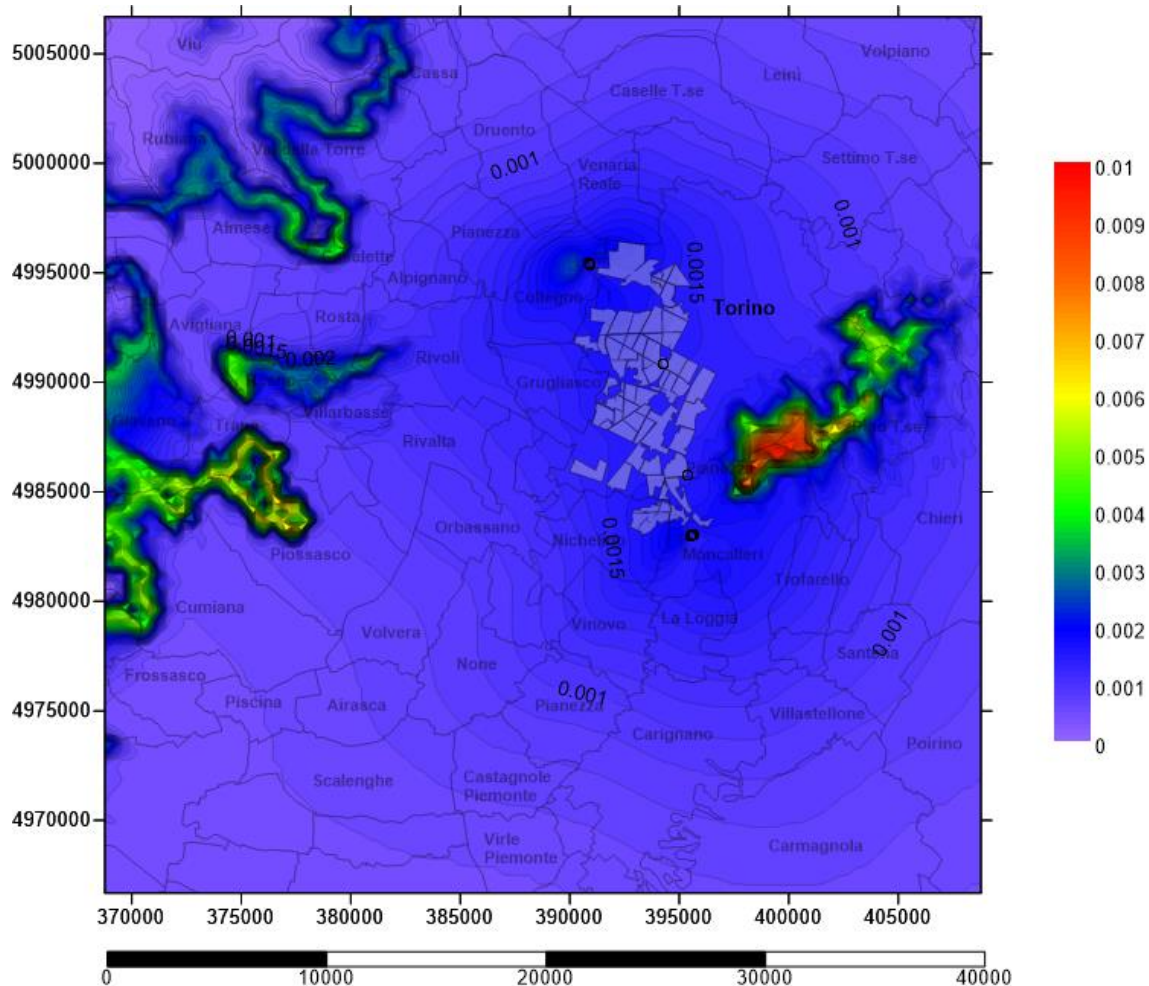


Figura Apx 3.22 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [µg/m³]

Nell'arco dell'anno 2017, in media, le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa e sul Monte San Giorgio. Le concentrazioni aumentano lievemente rispetto al 2016 soprattutto nella zona limitrofa agli impianti di Torino Nord, il passo delle linee isoconcentrazione è 0,0001 µg/m³.

A.3.4.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2017

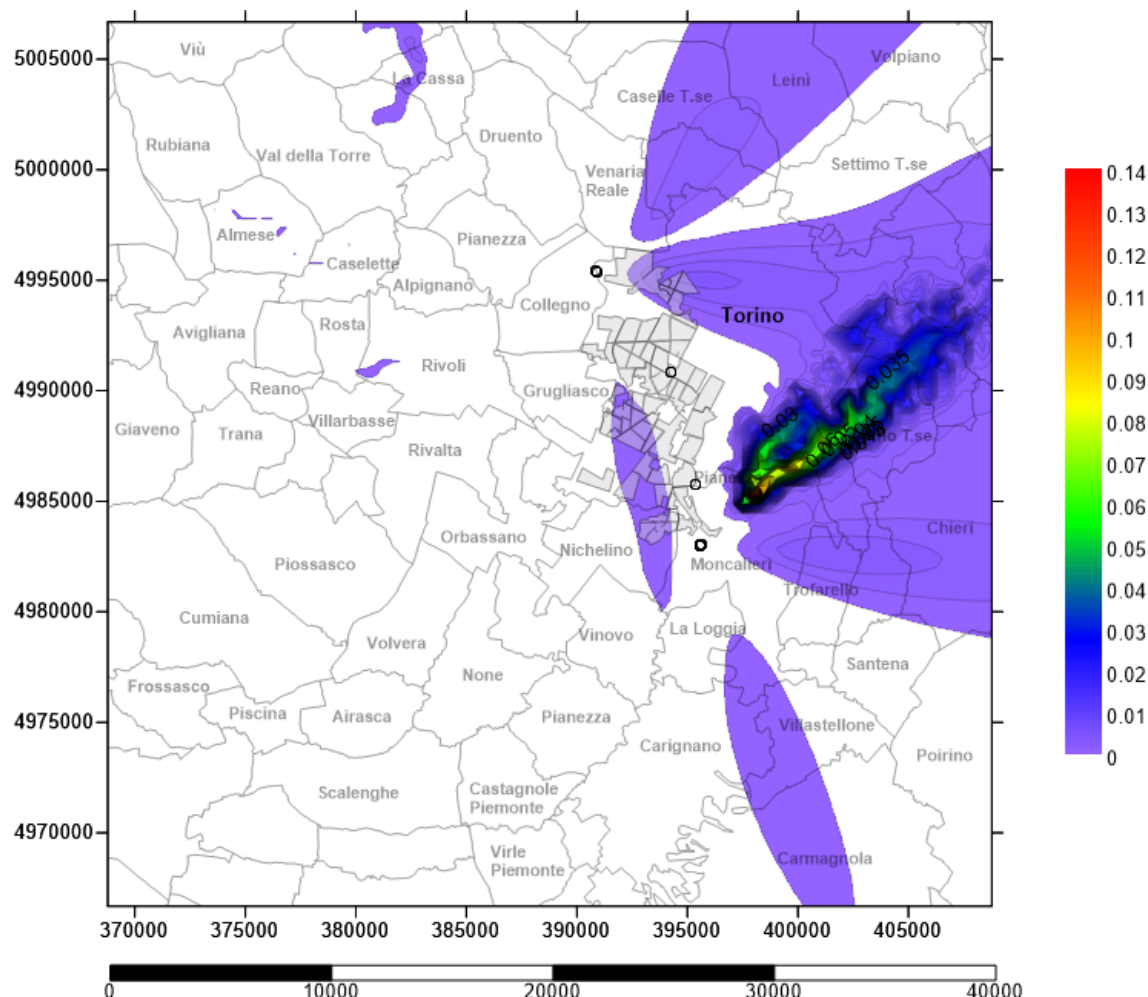


Figura Apx 3.23 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2017
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2017 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,140 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Presenza dell'impatto ambientale si riscontra nei pressi della collina di Rivioli (zona Castello), all'imbocco della valle di Susa e delle Valli di Lanzo. I valori massimi delle concentrazioni, sono aumentati per più di 14 volte rispetto alle medie annue, passando da $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a $0,140 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.4.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM_{10} – 03 gennaio 2017

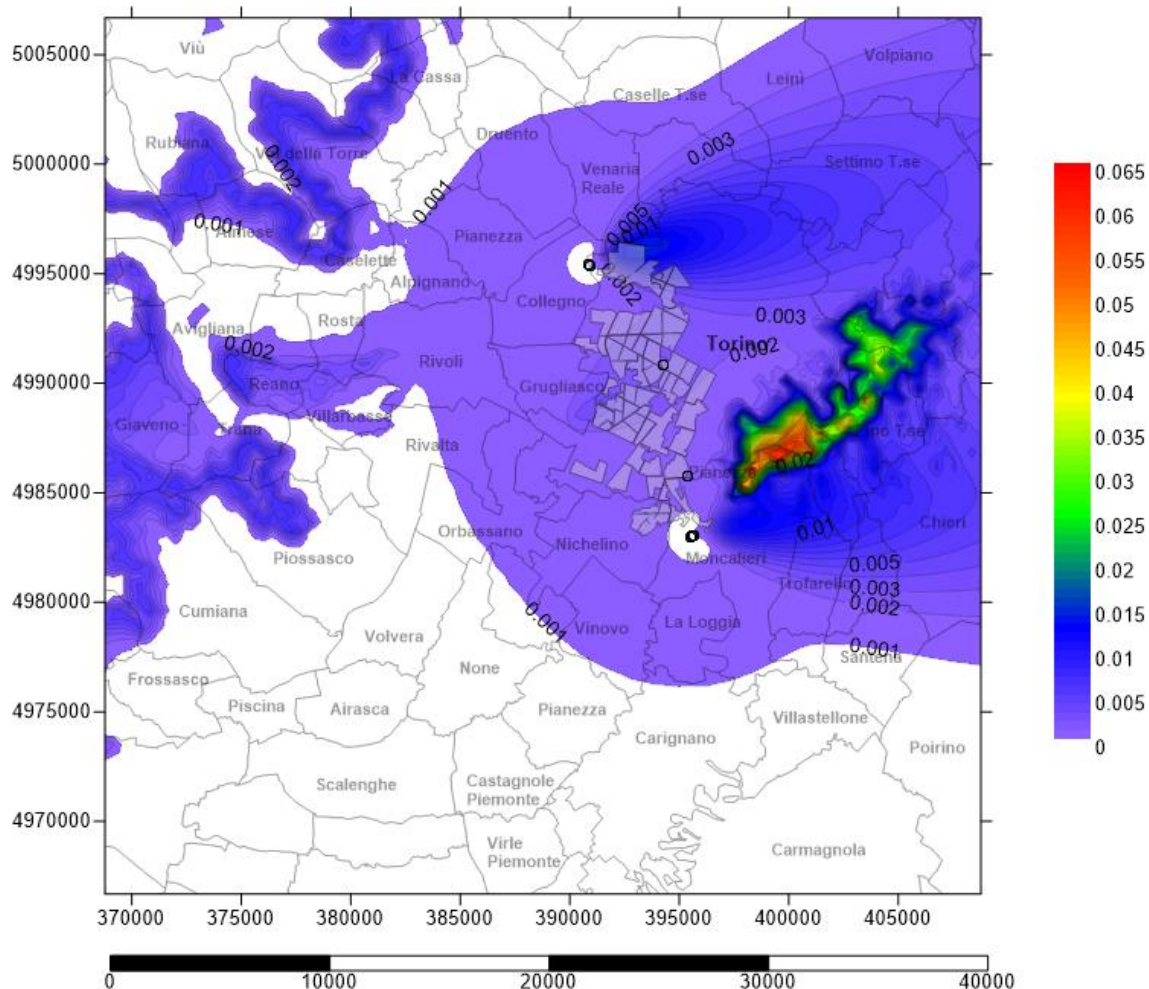


Figura Apx 3.24 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM_{10} – 03 Gennaio 2017
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu g/m^3$]

Il 03 Gennaio 2017 vede valori massimi di concentrazione di PM_{10} al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,065 \mu g/m^3$ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli $0,02 \mu g/m^3$. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di $0,01 \mu g/m^3$. Zona di incidenza dell'inquinamento sempre più ampia soprattutto nella pianura Torinese e nell'imbocco della Val di Susa. Passo delle isoconcentrazioni di $0,001 \mu g/m^3$.

A3.5 Dati emissivi per il V° Assetto cogenerativo - 2018

Di seguito si riportano invece i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	14,346	14,326	0,0000	5,546	2,3227	0,4036	0,3383
Febbraio	14,064	12,792	0,0000	4,923	1,6481	0,2604	0,1883
Marzo	11,957	12,321	0,0173	5,573	0,8793	0,0833	0,0787
Aprile	9,302	10,739	0,0085	3,622	0,0676	0,0023	0,0006
Maggio	6,468	6,837	0,0389	2,701	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	6,359	0,0391	2,535	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	6,324	6,463	0,0054	2,609	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	6,395	5,430	0,0048	2,341	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	6,692	0,099	0,0139	0,080	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	9,213	10,225	0,0010	3,220	0,0527	0,0009	0,0017
Novembre	13,232	13,420	0,0000	4,332	0,2882	0,0133	0,0133
Dicembre	14,560	14,192	0,0097	5,398	1,6304	0,2482	0,2482
Media	9,380	9,433	0,011555	3,573	0,574	0,0843	0,0724

valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,4777	0,4771	0,0000	0,6656	0,2787	0,0484	0,0406
Febbraio	0,4230	0,4260	0,0000	0,5908	0,1978	0,0312	0,0226
Marzo	0,3982	0,4103	0,0006	0,6688	0,1055	0,0100	0,0094
Aprile	0,2998	0,3576	0,0003	0,4346	0,0081	0,0003	0,0001
Maggio	0,2154	0,2277	0,0013	0,3241	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2118	0,0013	0,3042	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2106	0,2152	0,0002	0,3131	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2130	0,1808	0,0002	0,2809	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2156	0,0033	0,0005	0,0096	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,3068	0,3405	0,0000	0,3864	0,0063	0,0001	0,0002
Novembre	0,4264	0,4469	0,0000	0,5199	0,0346	0,0016	0,0016
Dicembre	0,4692	0,4726	0,0003	0,6478	0,1956	0,0298	0,0298
Media	0,3046	0,3141	0,0004	0,4288	0,0689	0,0101	0,0087

Tabella Apx 3. 5 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario V

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.5.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2018

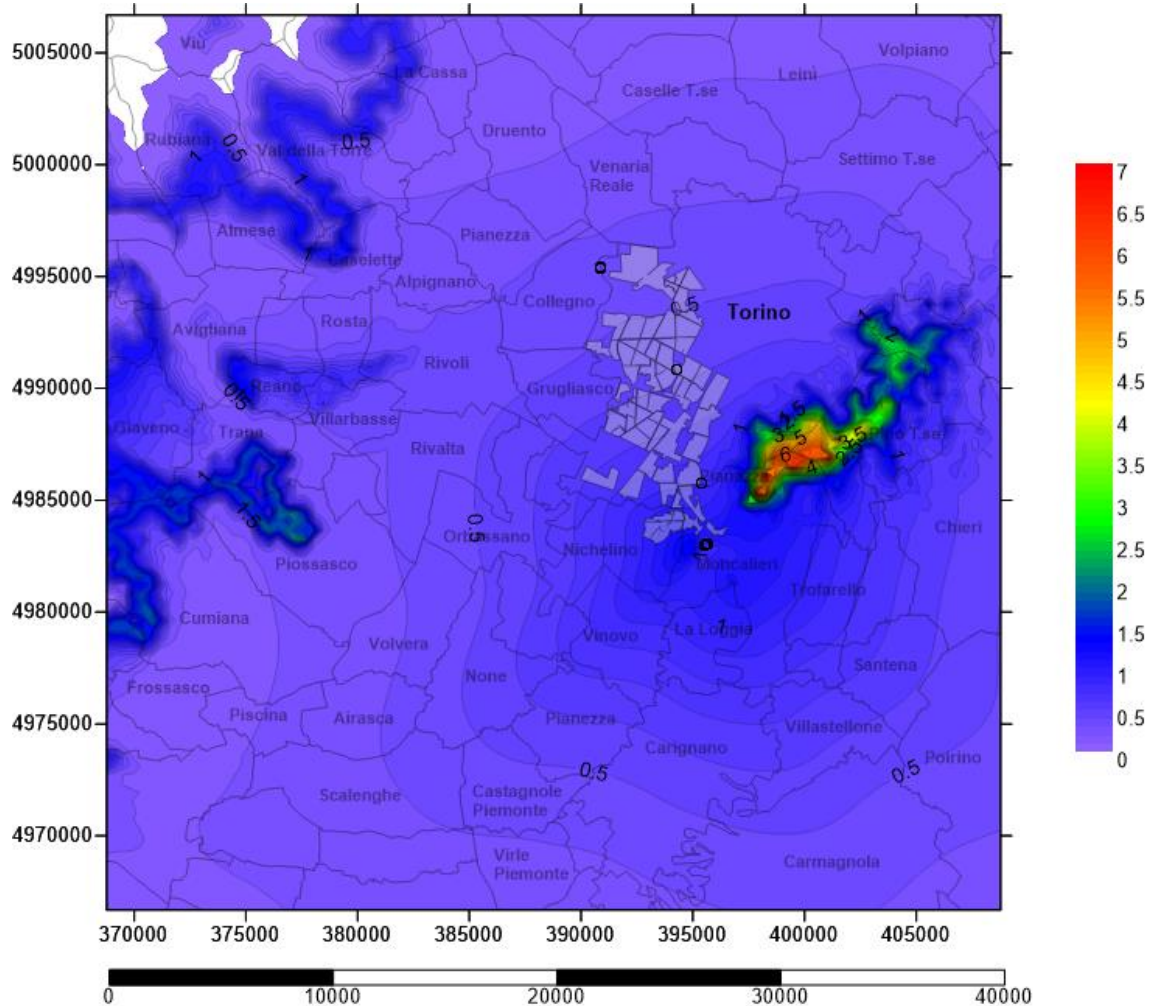


Figura Apx 3.25 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [µg/m³]

Nell'arco dell'anno 2018, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare l'ordine di grandezza delle concentrazioni, che supera 7 µg/m³.

A.3.5.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2018

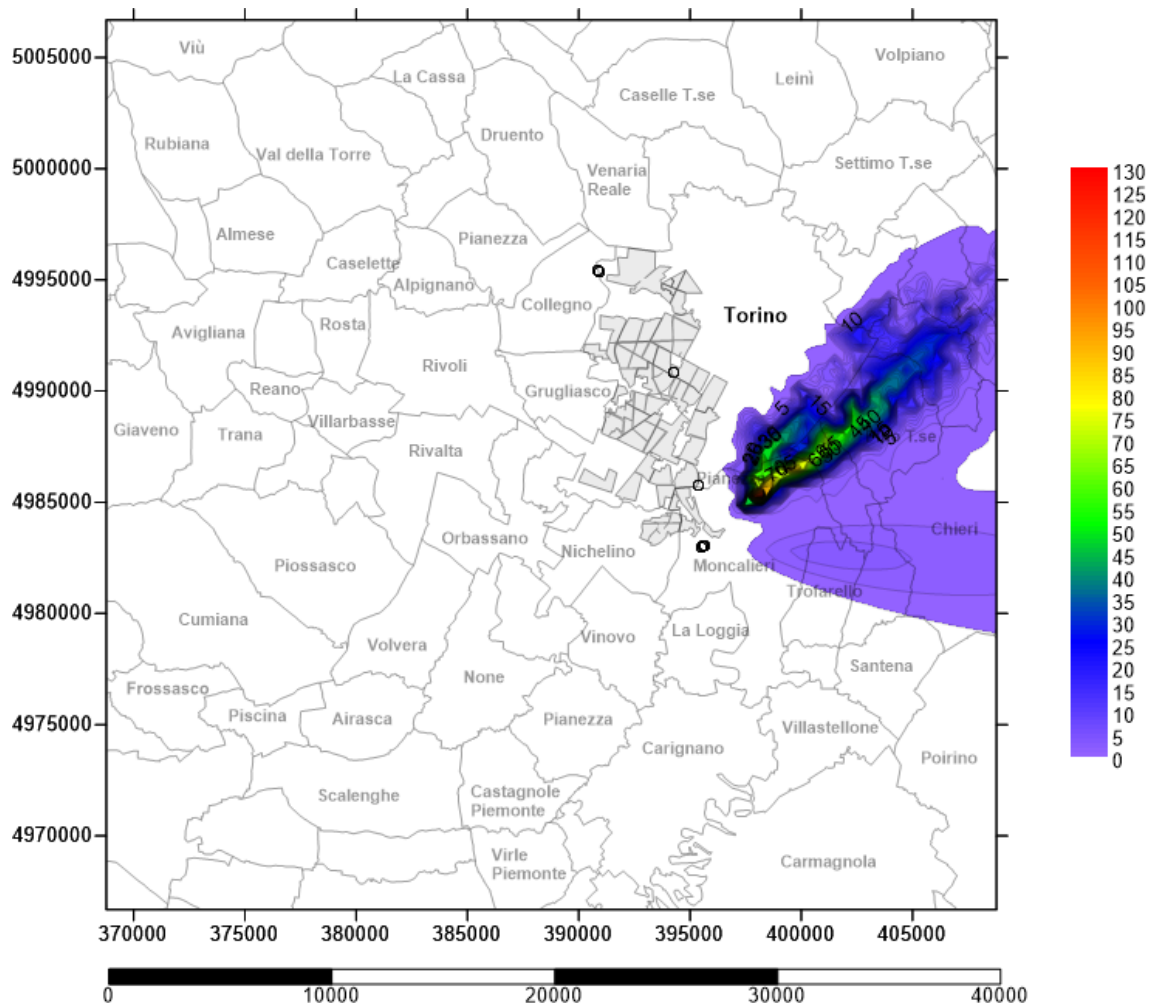


Figura Apx 3. 26 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2018
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2018 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che superano i $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Situazione molto simile a quella del 2017 ma con area d'influenza lievemente maggiore. I valori massimi delle concentrazioni, sono aumentati bruscamente rispetto alle medie annue, passando da $6,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.5.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2018

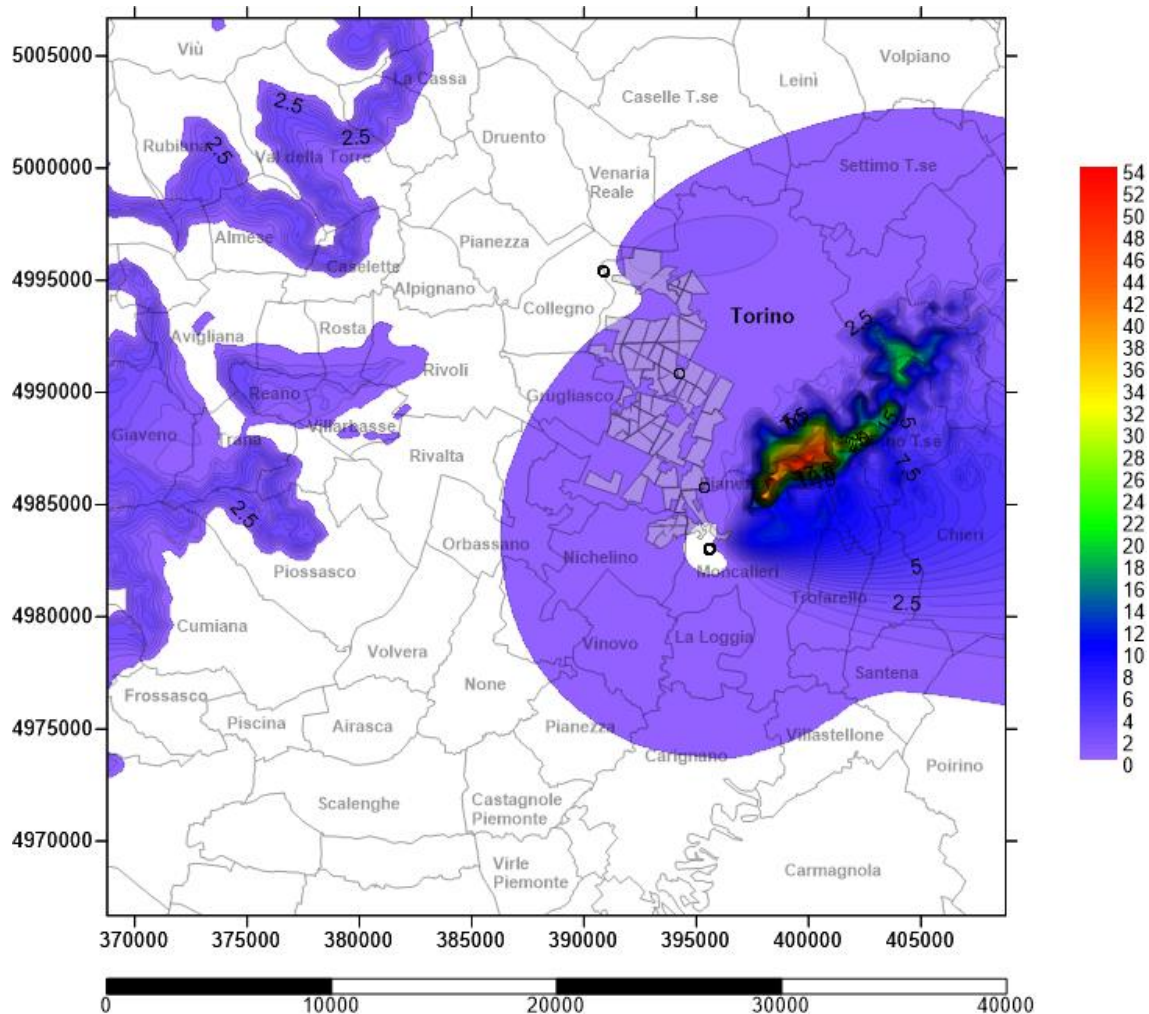


Figura Apx 3.27 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2018
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2018 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che superano i $54 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Nell'area coincidente con Moncalieri, Trofarello e Chieri si raggiungono picchi anche di $8-9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ delle concentrazioni, e rispetto alla situazione dell'anno precedente l'inquinamento interessa una superficie più ampia. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.5.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2018

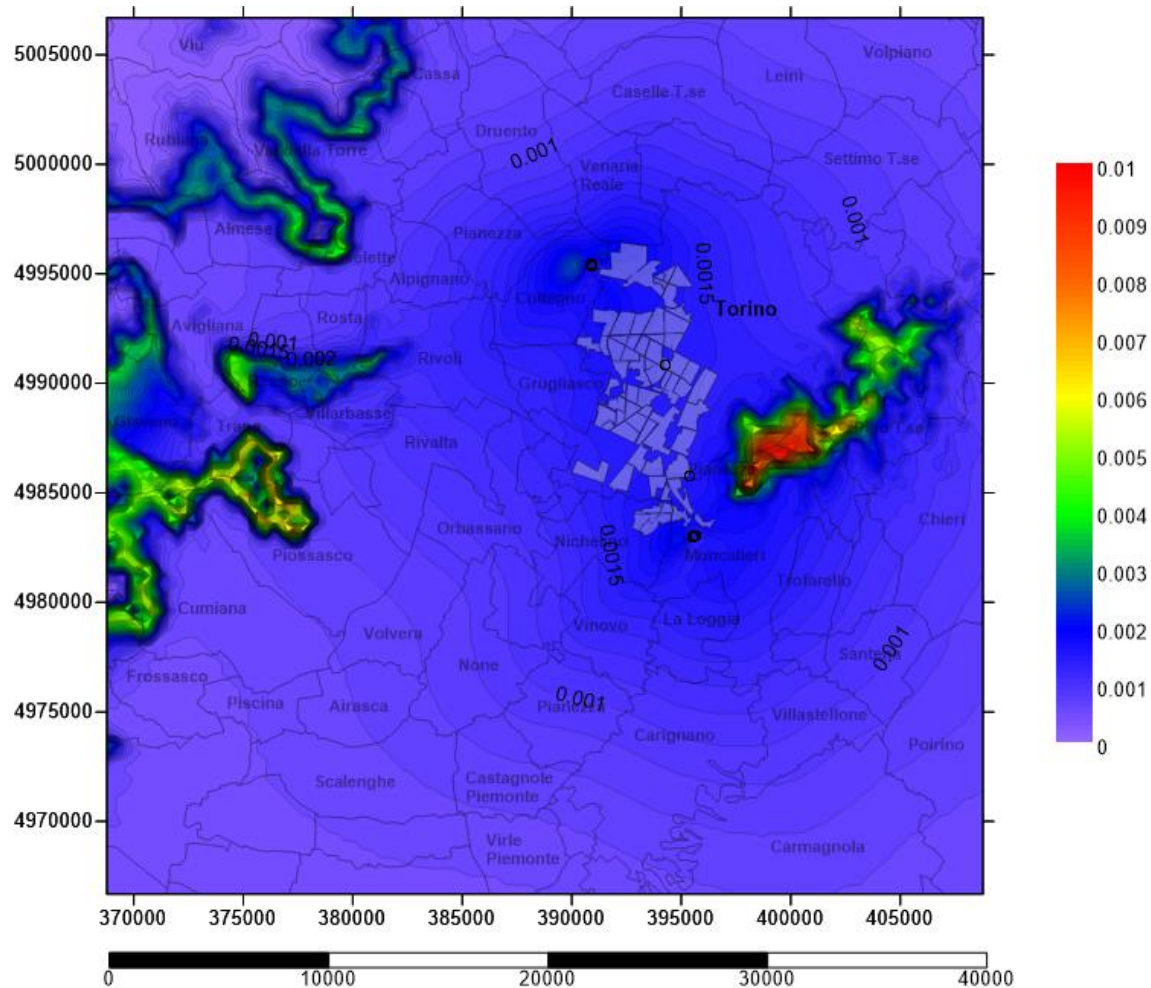


Figura Apx 3. 28 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo previste per l'anno 2018 toccano sempre 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e si riscontrano sulla dorsale della collina torinese, ove tra l'altro l'area rossa ($C > 0,009 \mu\text{g}/\text{m}^3$) è sempre più ampia, sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,0001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.5.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2018

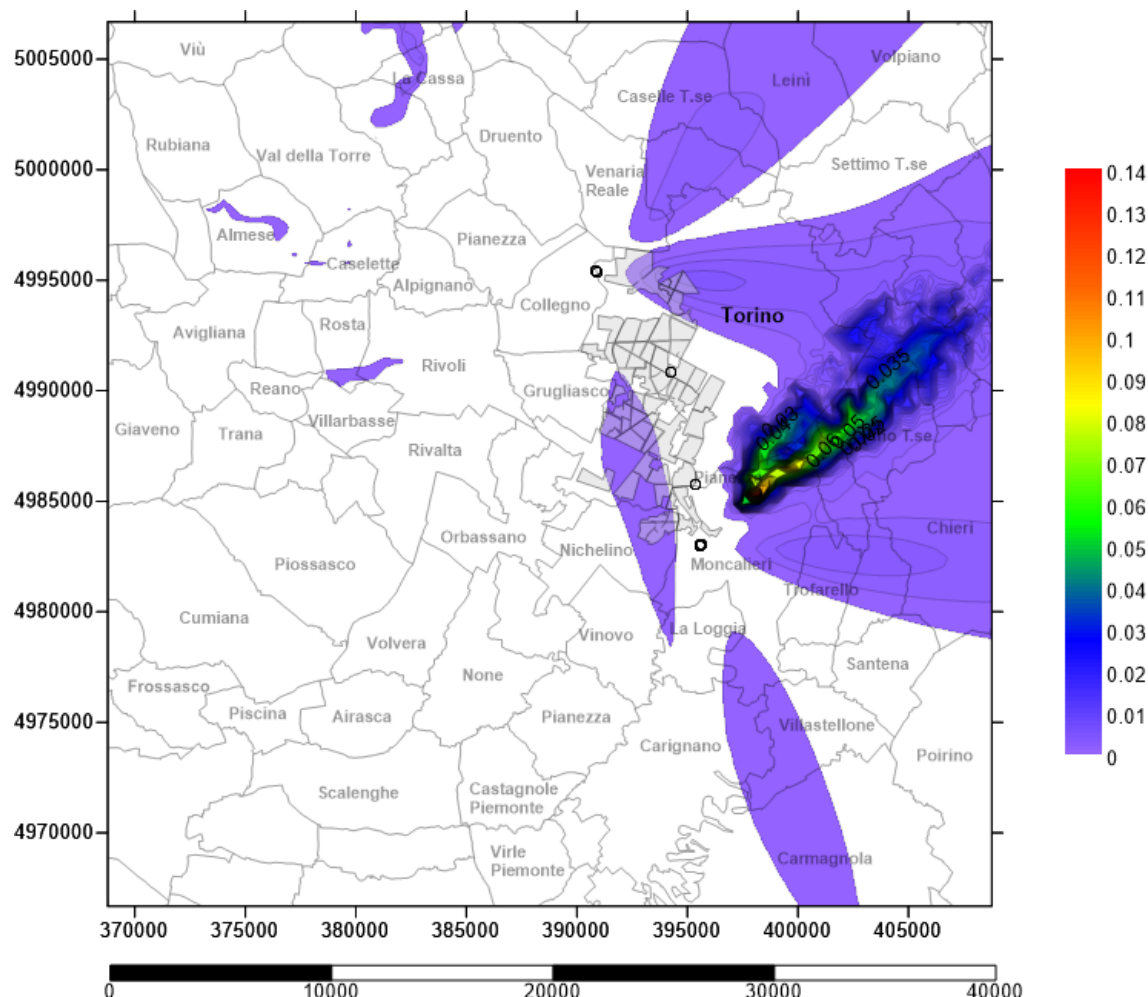


Figura Apx 3. 29 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2018
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2018 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,140 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Le due lingue poste a sud e Nord di Torino d'incidenza al suolo del particolato continuano ad aumentare di dimensione e concentrazione rispetto gli anni precedenti. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.5.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2018

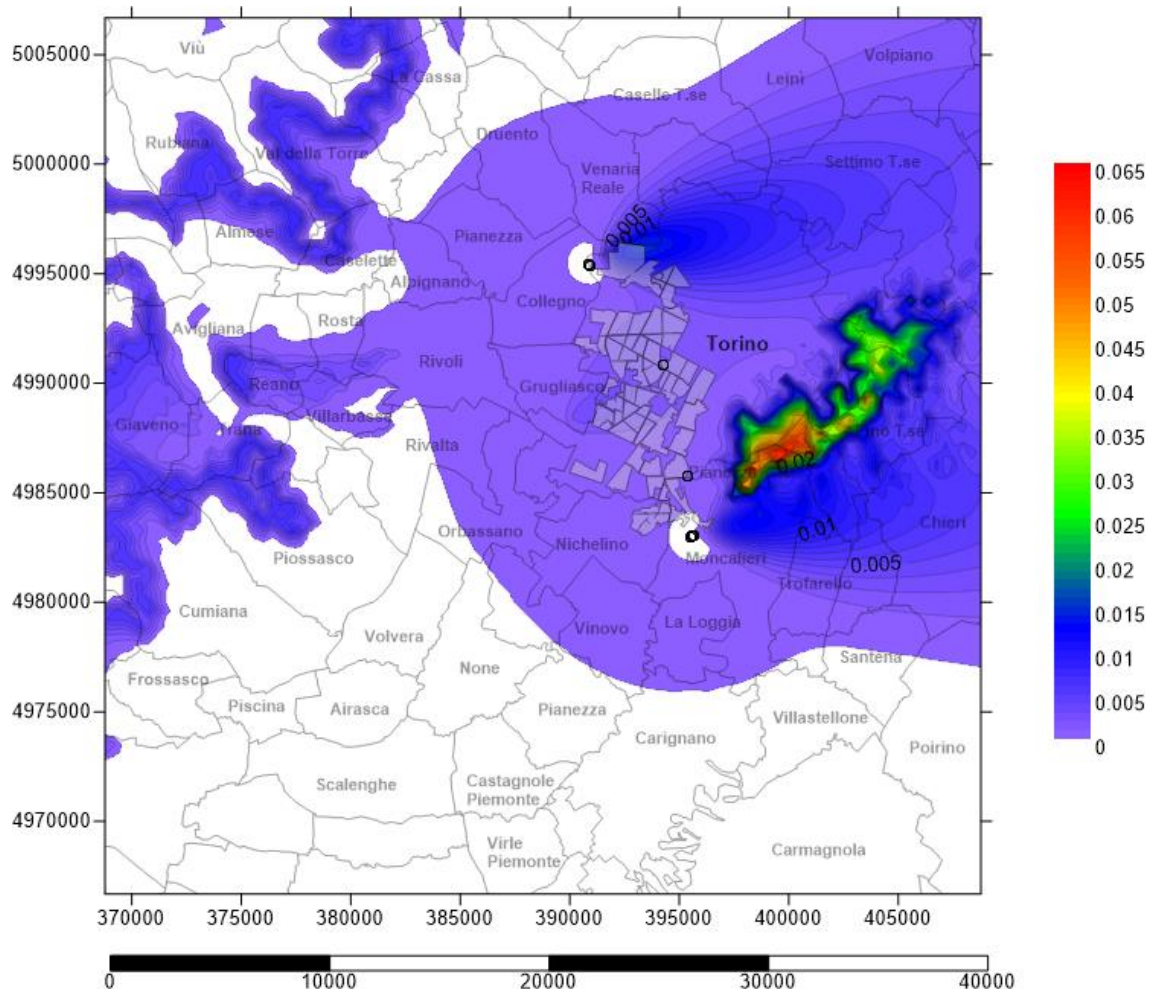


Figura Apx 3.30 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2018
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2018 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte di 0,065 µg/m³ a sud di essa e iniziano ad assumere estensione importante. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,02 µg/m³ che continua ad ampliarsi interessando anche il Comune di Carignano. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazione con picchi di 0,01 µg/m³. Il passo delle isoconcentrazioni è 0,001 µg/m³.

A3.6 Dati emissivi per il VI° Assetto cogenerativo - 2019

Di seguito si riportano i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	14,420	14,351	0,0000	5,576	2,4290	0,5448	0,4781
Febbraio	14,178	12,823	0,0000	4,962	1,8142	0,3344	0,2609
Marzo	12,235	12,407	0,0176	5,613	0,9734	0,1133	0,1086
Aprile	9,510	10,804	0,0087	3,682	0,0836	0,0033	0,0016
Maggio	6,517	6,880	0,0414	2,718	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	6,393	0,0416	2,538	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	6,337	6,486	0,0058	2,610	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	6,413	5,446	0,0052	2,347	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	6,749	0,105	0,0147	0,092	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	9,374	10,283	0,0011	3,280	0,0677	0,0019	0,0026
Novembre	13,454	13,473	0,0000	4,470	0,3724	0,0204	0,0204
Dicembre	14,645	14,226	0,0099	5,443	1,7939	0,3299	0,3299
Media	9,486	9,473	0,012153	3,611	0,628	0,1123	0,1002

valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,4802	0,4779	0,0000	0,6691	0,2915	0,0654	0,0574
Febbraio	0,4264	0,4270	0,0000	0,5954	0,2177	0,0401	0,0313
Marzo	0,4074	0,4131	0,0006	0,6735	0,1168	0,0136	0,0130
Aprile	0,3065	0,3598	0,0003	0,4418	0,0100	0,0004	0,0002
Maggio	0,2170	0,2291	0,0014	0,3261	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2129	0,0014	0,3046	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2110	0,2160	0,0002	0,3132	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2136	0,1813	0,0002	0,2817	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2175	0,0035	0,0005	0,0110	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,3122	0,3424	0,0000	0,3936	0,0081	0,0002	0,0003
Novembre	0,4336	0,4487	0,0000	0,5364	0,0447	0,0024	0,0024
Dicembre	0,4720	0,4737	0,0003	0,6532	0,2153	0,0396	0,0396
Media	0,3081	0,3155	0,0004	0,4333	0,0753	0,0135	0,0120

Tabella Apx 3. 6 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario VI

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.6.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2019

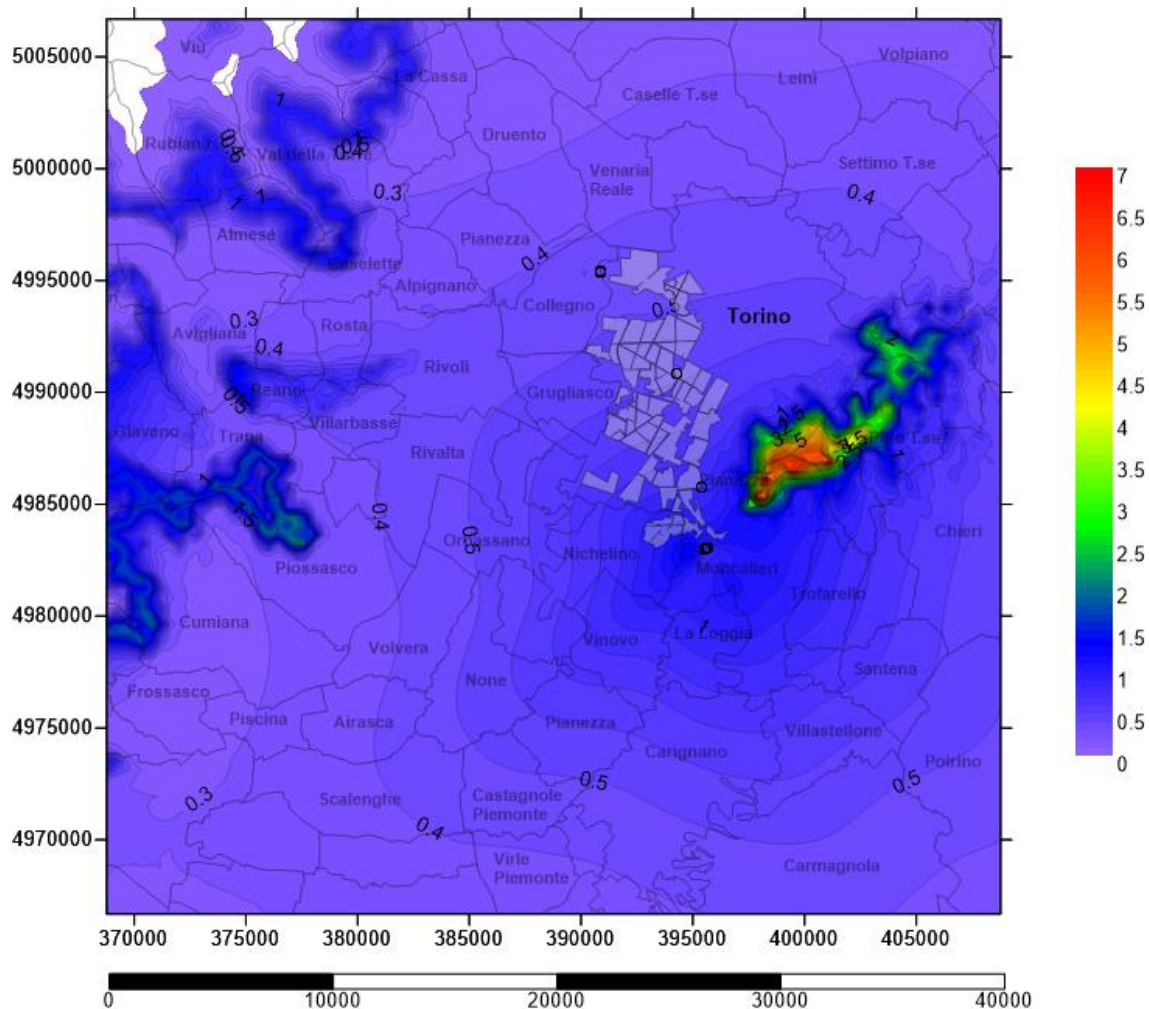


Figura Apx 3.31 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [µg/m³]

Nell'arco dell'anno 2019, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare il valore massimo di concentrazione, intorno a 7,0 µg/m³. Le iso-concentrazione presentano passo di 0,1 µg/m³.

A.3.6.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2019

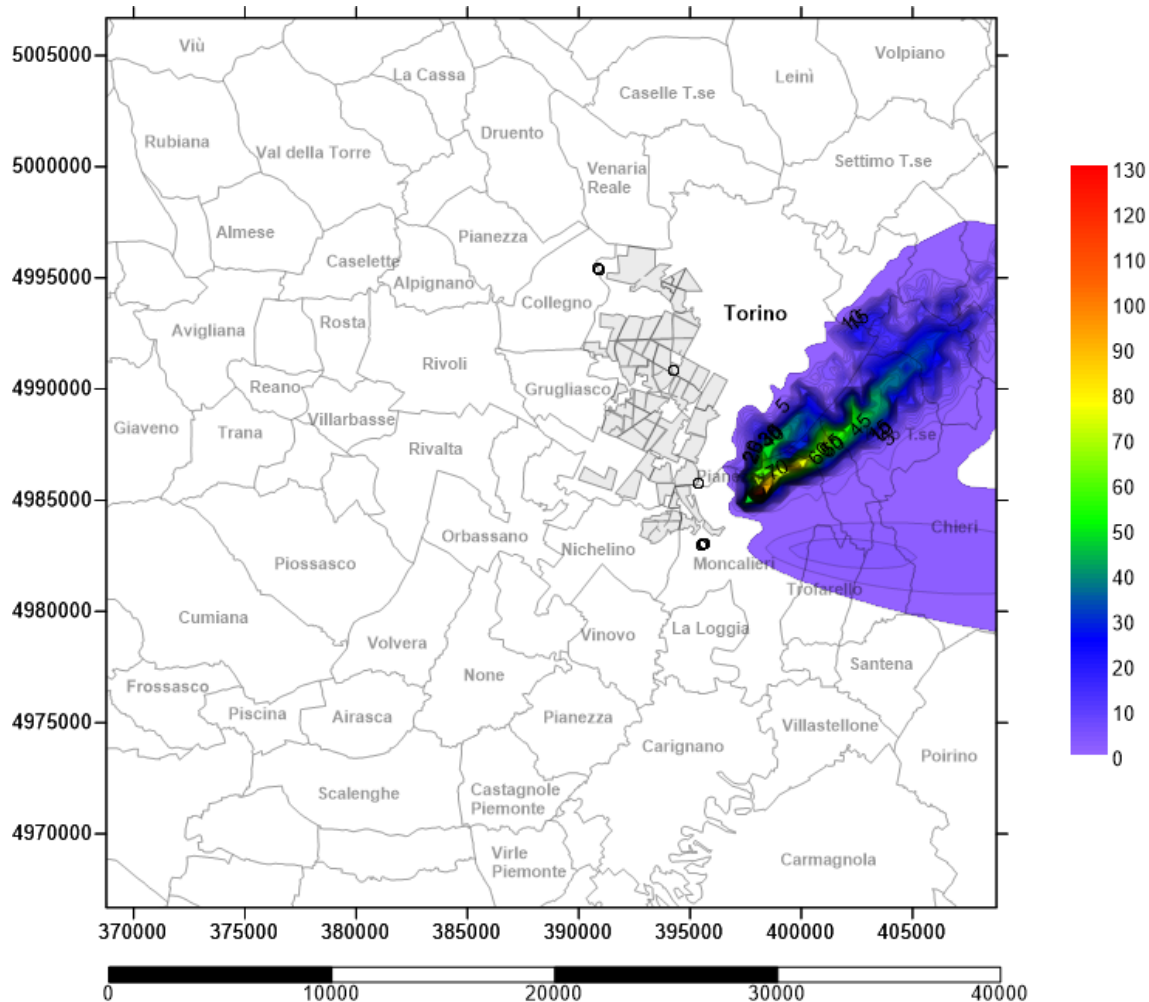


Figura Apx 3.32 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2019
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Rispetto al 26 dicembre 2018, mentre i valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, sfiorano sempre i $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote localizzate a sud di essa, la deposizione di NOx al suolo interessa un'area sempre più estesa tra Chieri, Moncalieri e Trofarello.. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.6.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2019

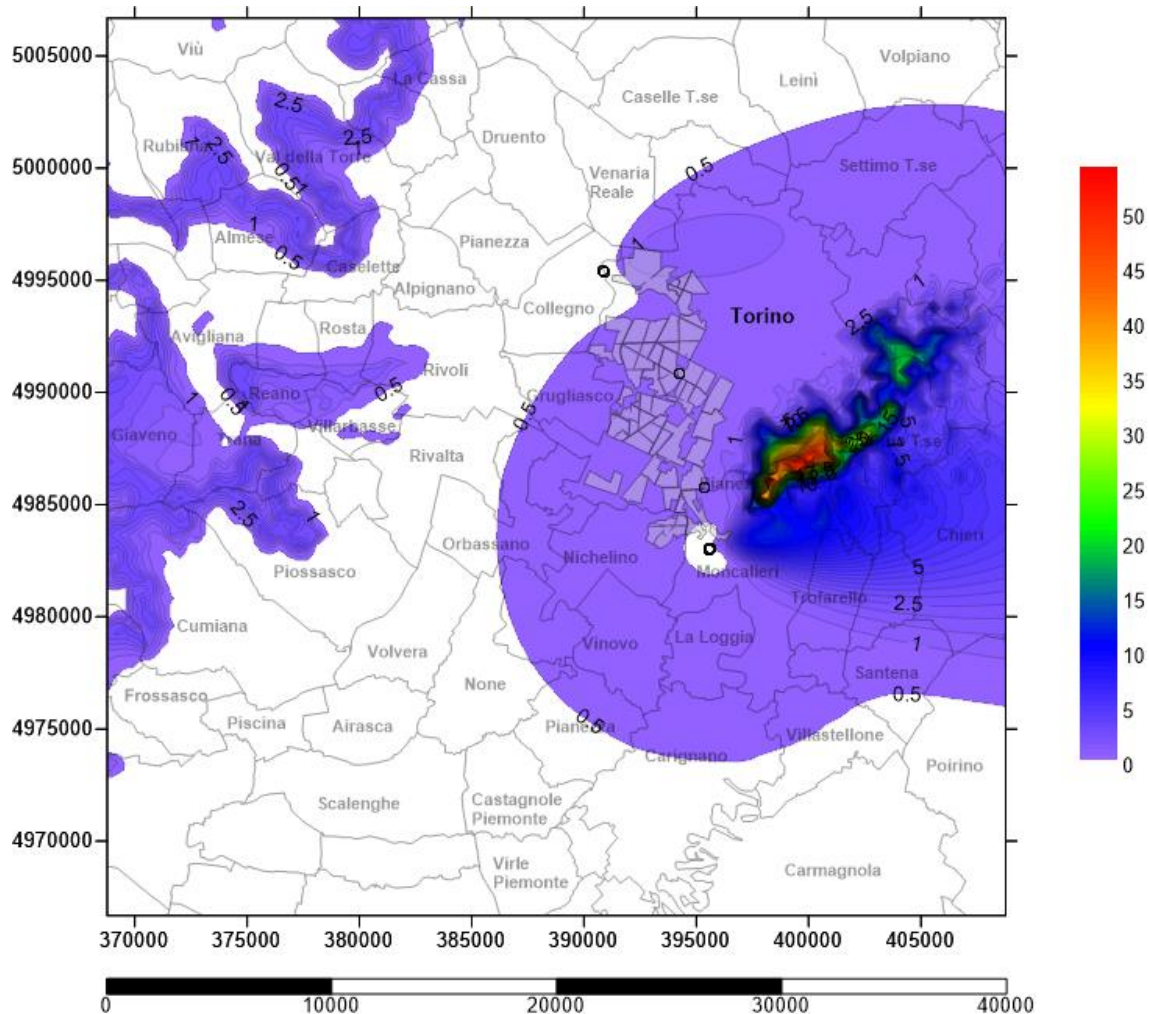


Figura Apx 3.33 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2019
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2019 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $54 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. La ricaduta al suolo di Ossidi di azoto interessa adesso anche il Comune di Piobesi e di None a Sud di Torino e Volpiano a Nord. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.6.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2019

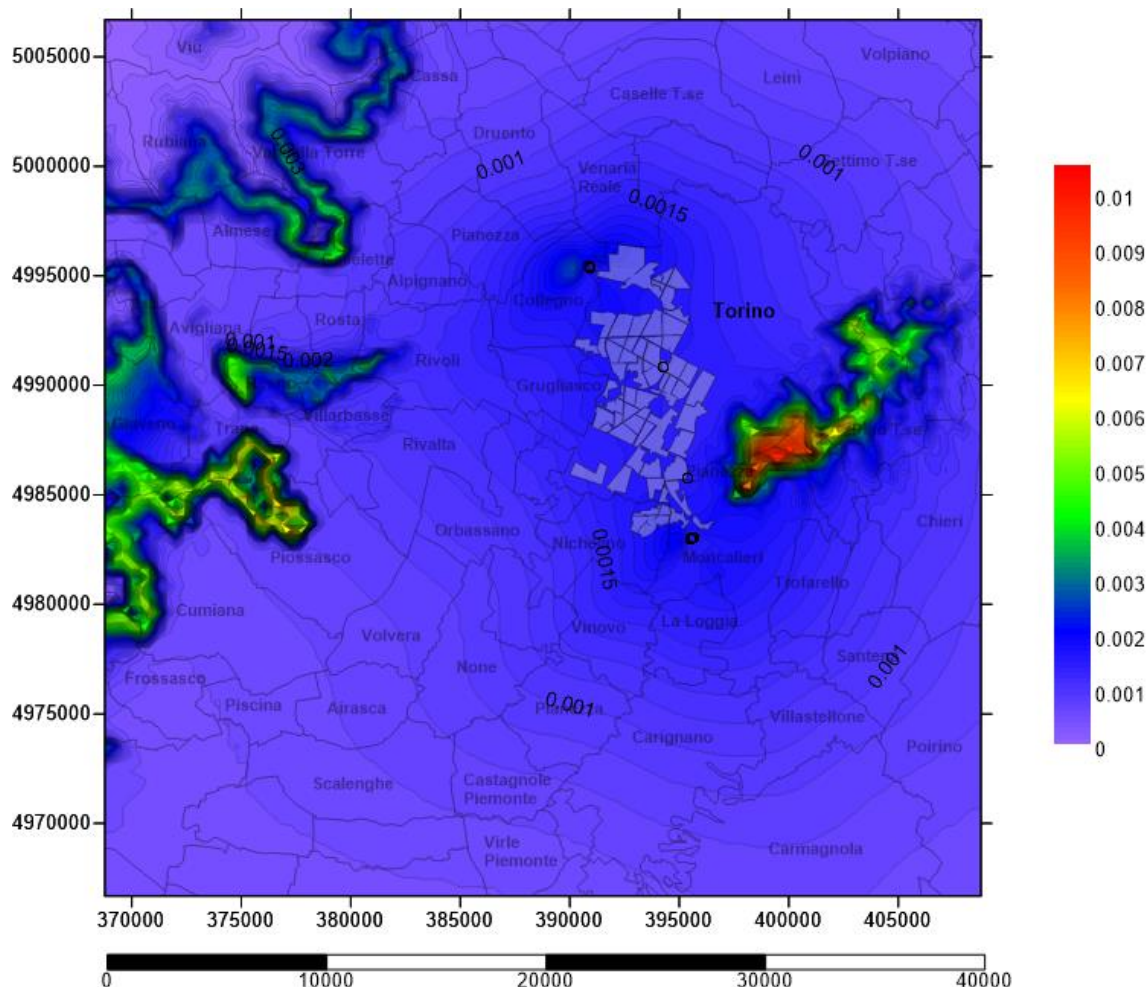


Figura Apx 3.34 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

L'intera area di studio risulta essere interessata anche per il 2019 dalla ricaduta al suolo di PM₁₀ a seguito dell'estensione del teleriscaldamento e di conseguenza del maggior sfruttamento termoelettrico degli impianti cogenerativi di Moncalieri e Torino. Le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo superano gli 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Vicino le centrali di cogenerazione, i valori al suolo arrivano anche a valori di 0,03 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,0001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.6.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2019

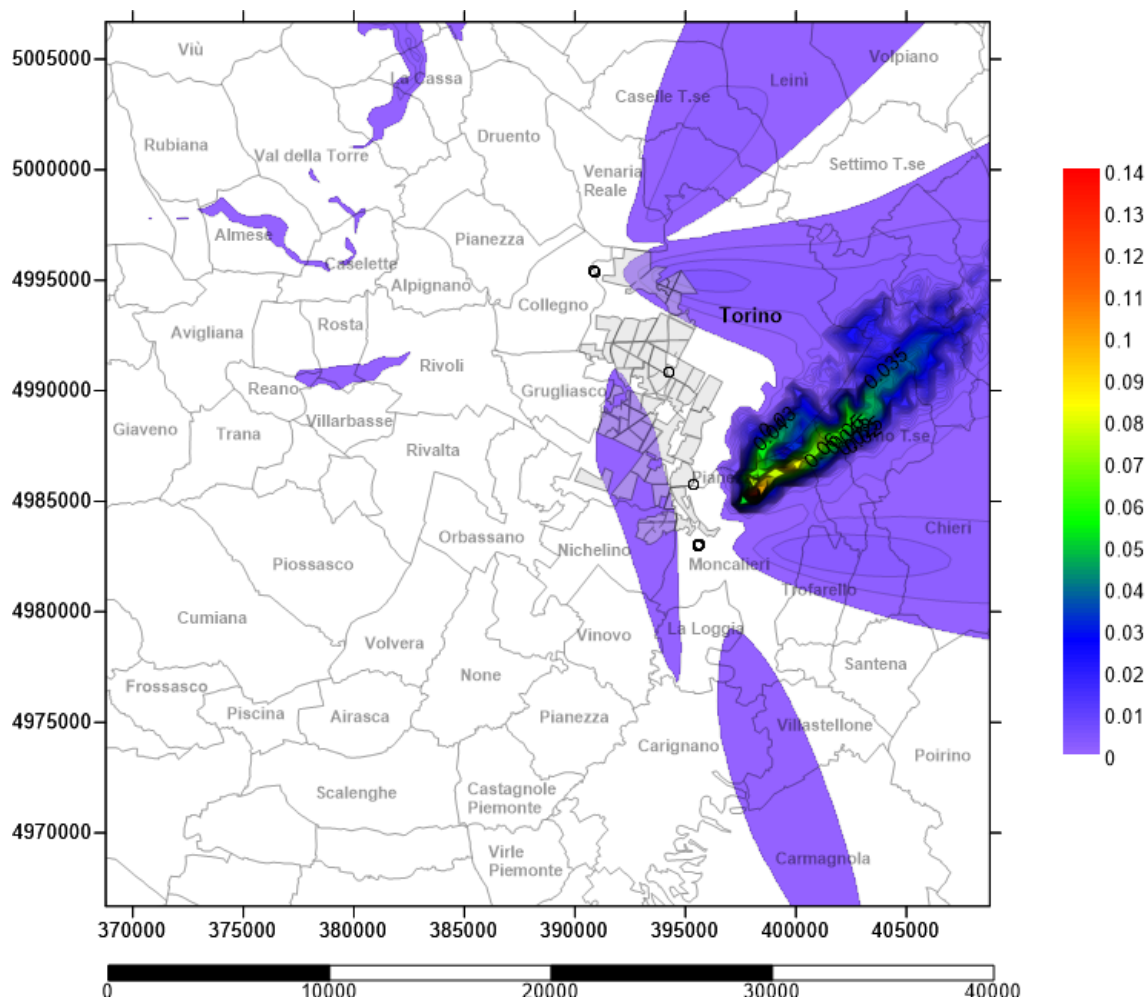


Figura Apx 3.35 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2019
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 26 Dicembre 2019 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,140 µg/m³ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,01 µg/m³ che tendono a interessare aree sempre maggiori toccando a sud i Comuni di Carmagnola, Carignano, Villastellone Moncalieri, La Loggia e Nichelino; a ovest Rivoli, Rosta, Reano, Caselle T.se e Almese; a nord Venaria Reale, Caselle T.se, Leini, Settimo T.se e Volpiano.

. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A.3.6.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2019

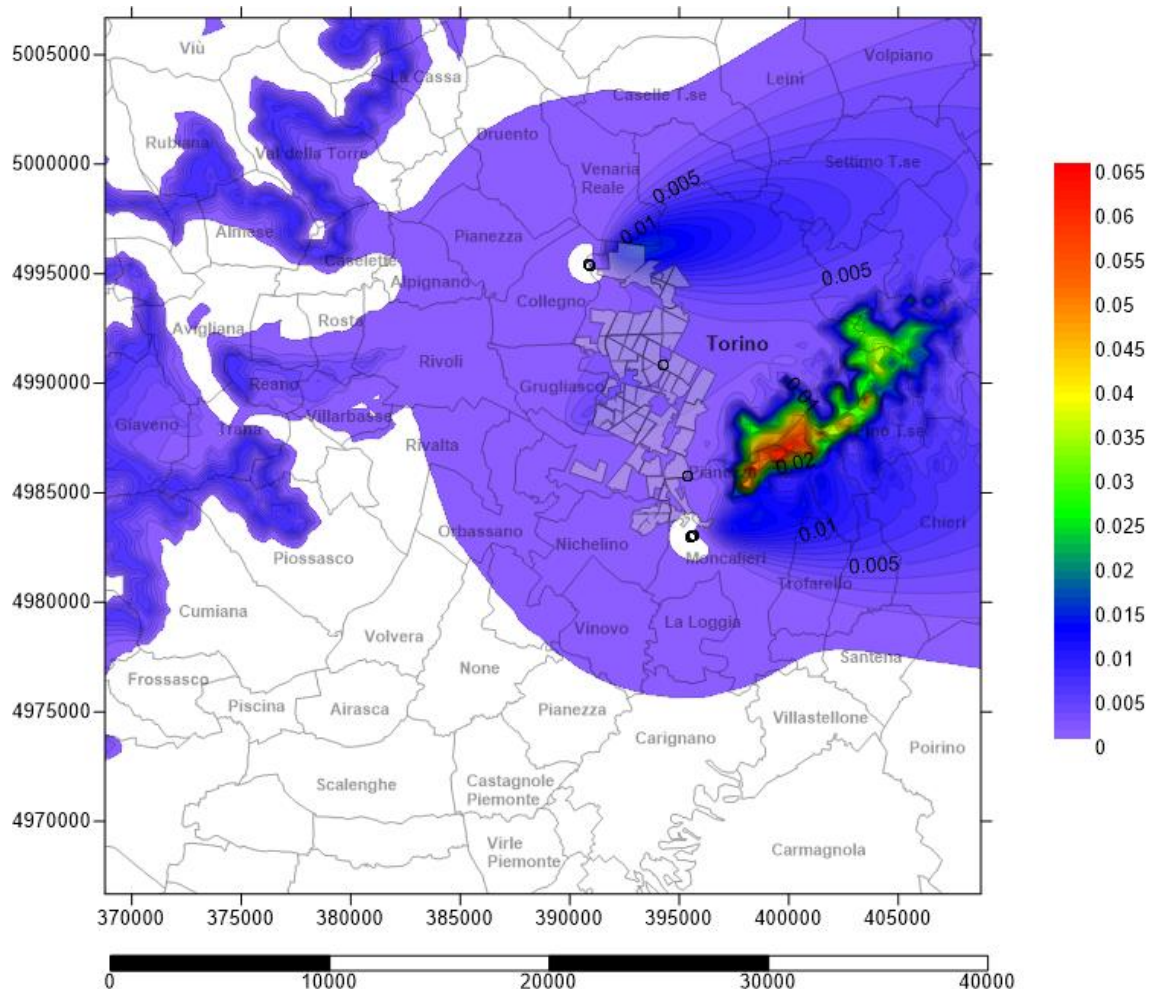


Figura Apx 3.36 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2019
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2014 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,065 µg/m³ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,02 µg/m³. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di 0,01 µg/m³.

A3.7 Dati emissivi per il VII° Assetto cogenerativo - 2020

Di seguito si riportano i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	15,131	15,008	0,0000	5,831	2,5738	0,6532	0,5829
Febbraio	14,897	13,413	0,0000	5,194	1,9723	0,3954	0,3180
Marzo	13,022	13,005	0,0186	5,874	1,0500	0,1362	0,1313
Aprile	10,111	11,321	0,0091	3,858	0,0949	0,0042	0,0024
Maggio	6,856	7,209	0,0442	2,842	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	6,705	0,0445	2,652	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	6,635	6,785	0,0062	2,728	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	6,717	5,691	0,0055	2,455	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	7,099	0,112	0,0157	0,097	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	9,931	10,770	0,0011	3,437	0,0792	0,0027	0,0034
Novembre	14,227	14,103	0,0000	4,717	0,4399	0,0255	0,0255
Dicembre	15,380	14,879	0,0104	5,695	1,9570	0,3905	0,3905
Media	10,000	9,917	0,012951	3,782	0,681	0,1340	0,1212

valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,5039	0,4998	0,0000	0,6997	0,3089	0,0784	0,0699
Febbraio	0,4481	0,4467	0,0000	0,6232	0,2367	0,0475	0,0382
Marzo	0,4336	0,4331	0,0006	0,7049	0,1260	0,0163	0,0158
Aprile	0,3258	0,3770	0,0003	0,4630	0,0114	0,0005	0,0003
Maggio	0,2283	0,2401	0,0015	0,3410	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2233	0,0015	0,3183	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2209	0,2259	0,0002	0,3273	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2237	0,1895	0,0002	0,2946	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2288	0,0037	0,0005	0,0117	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,3307	0,3586	0,0000	0,4124	0,0095	0,0003	0,0004
Novembre	0,4585	0,4696	0,0000	0,5660	0,0528	0,0031	0,0031
Dicembre	0,4956	0,4955	0,0003	0,6834	0,2348	0,0469	0,0469
Media	0,3248	0,3302	0,0004	0,4538	0,0817	0,0161	0,0145

Tabella Apx 3. 7 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario VII

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.7.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2020

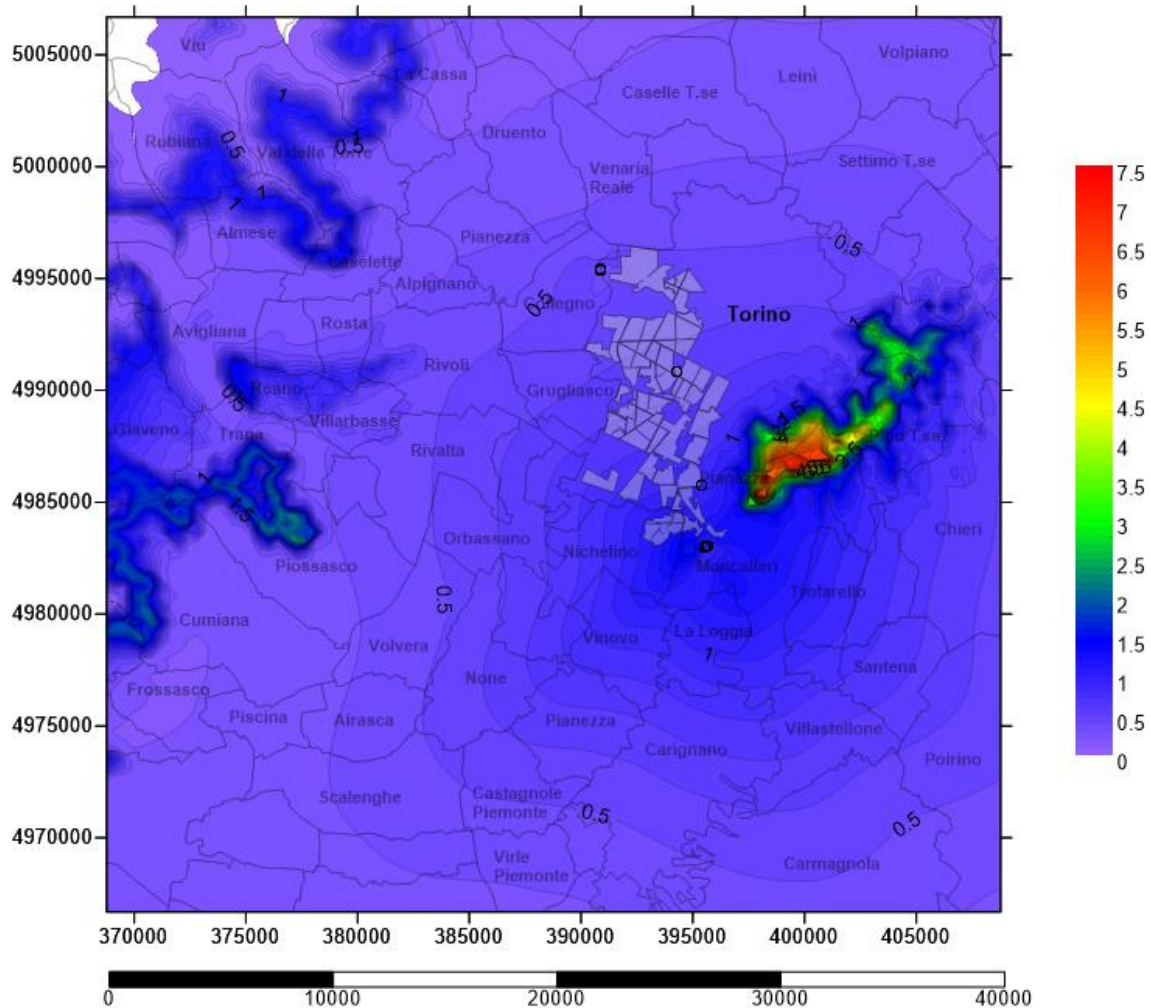


Figura Apx 3.37 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Anche per il 2020 si sono rintracciate le massime concentrazioni di NOx sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa, ma rispetto agli anni precedenti, il picco è aumentato a $7,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e mediamente la concentrazione è più diffusa. Le io-concentrazioni hanno passo di $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.7.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2020

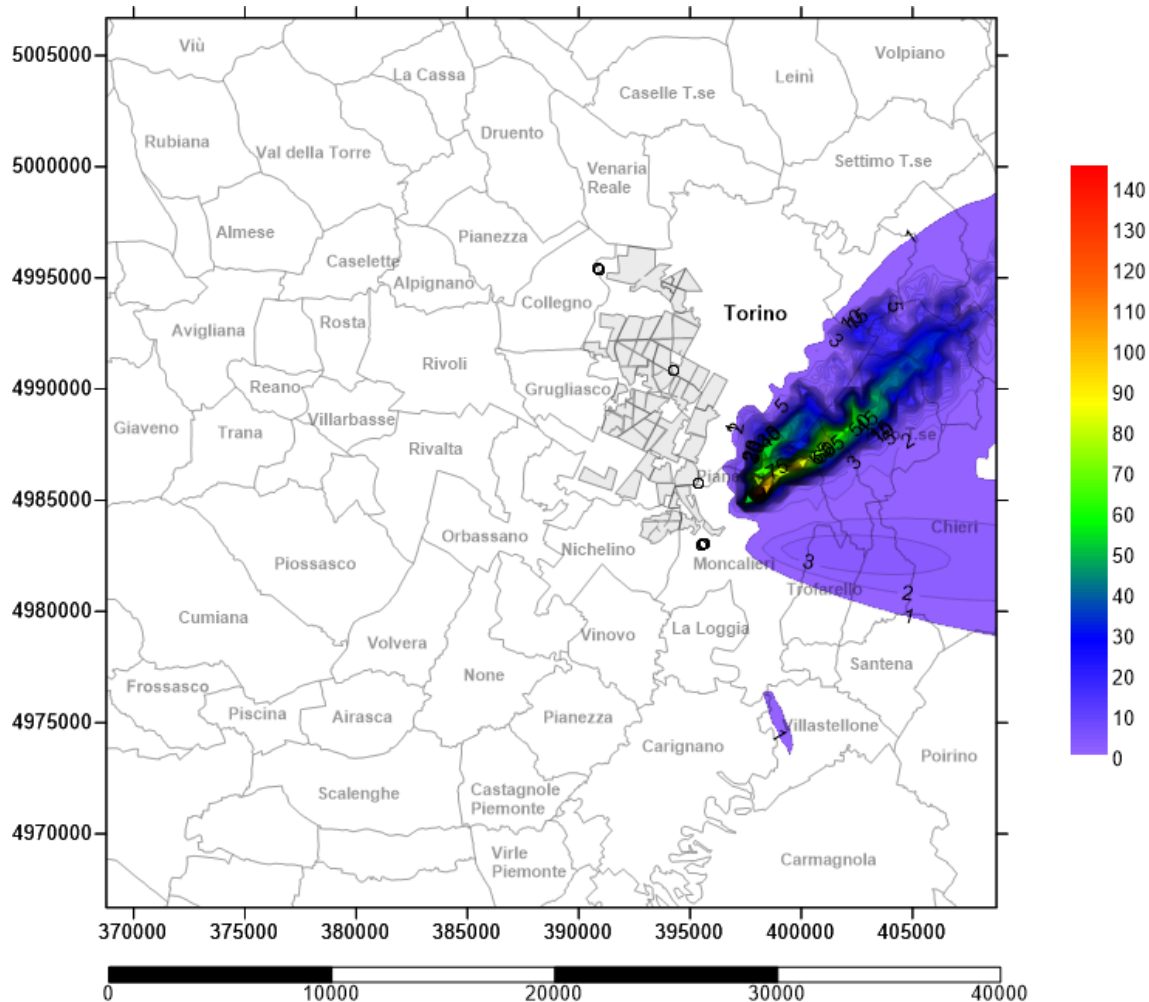


Figura Apx 3.38 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2020
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2020 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime di circa $145 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione intorno a $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Traccia degli NOx si ritrovano per la prima volta su media annua, nel Comune di Villastellone. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.7.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2020

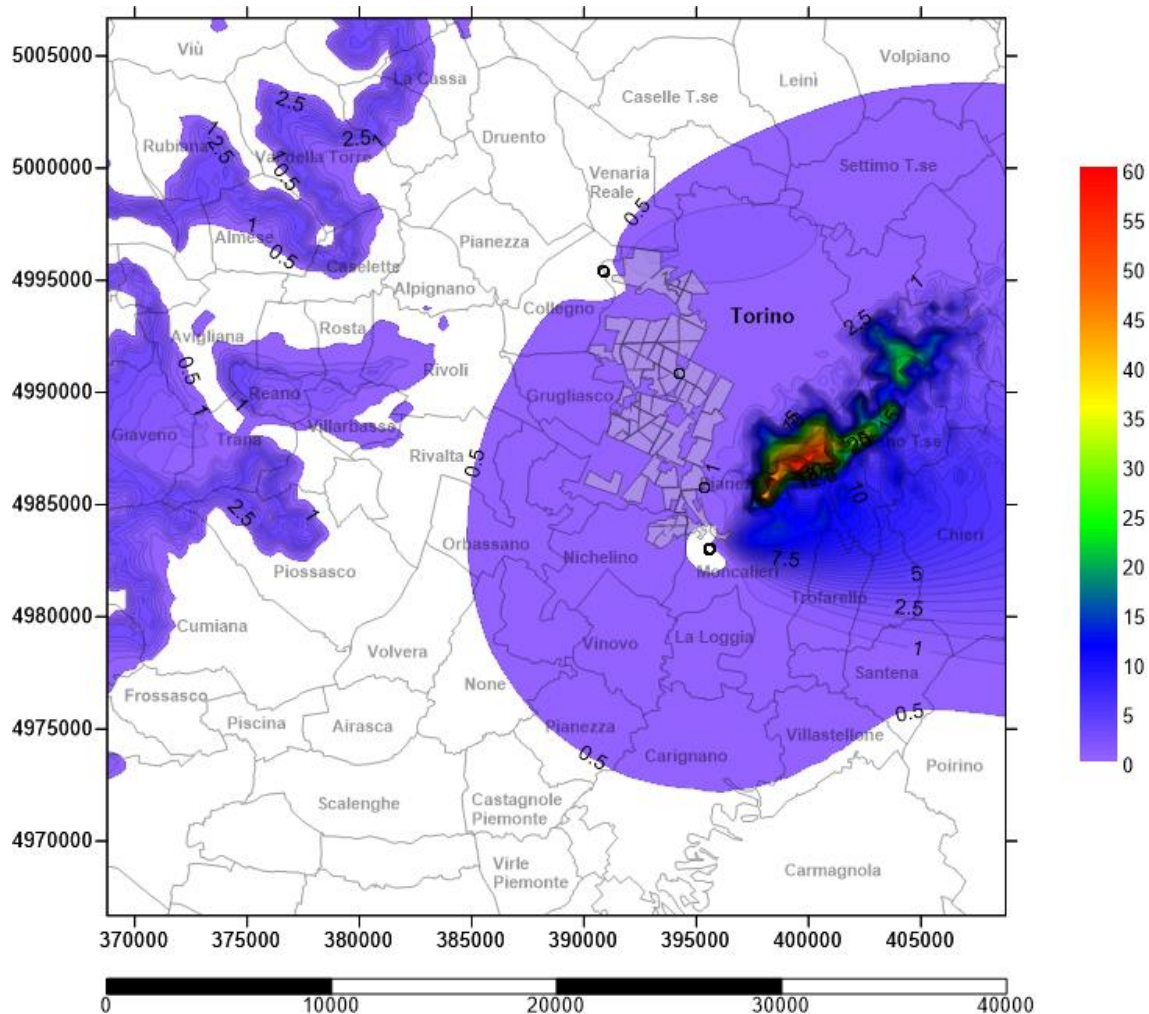


Figura Apx 3.39 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2020
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2020 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $60 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Zona di insistenza dell'inquinante interessa un'area sempre più ampia che comprende anche Volvera. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.7.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2020

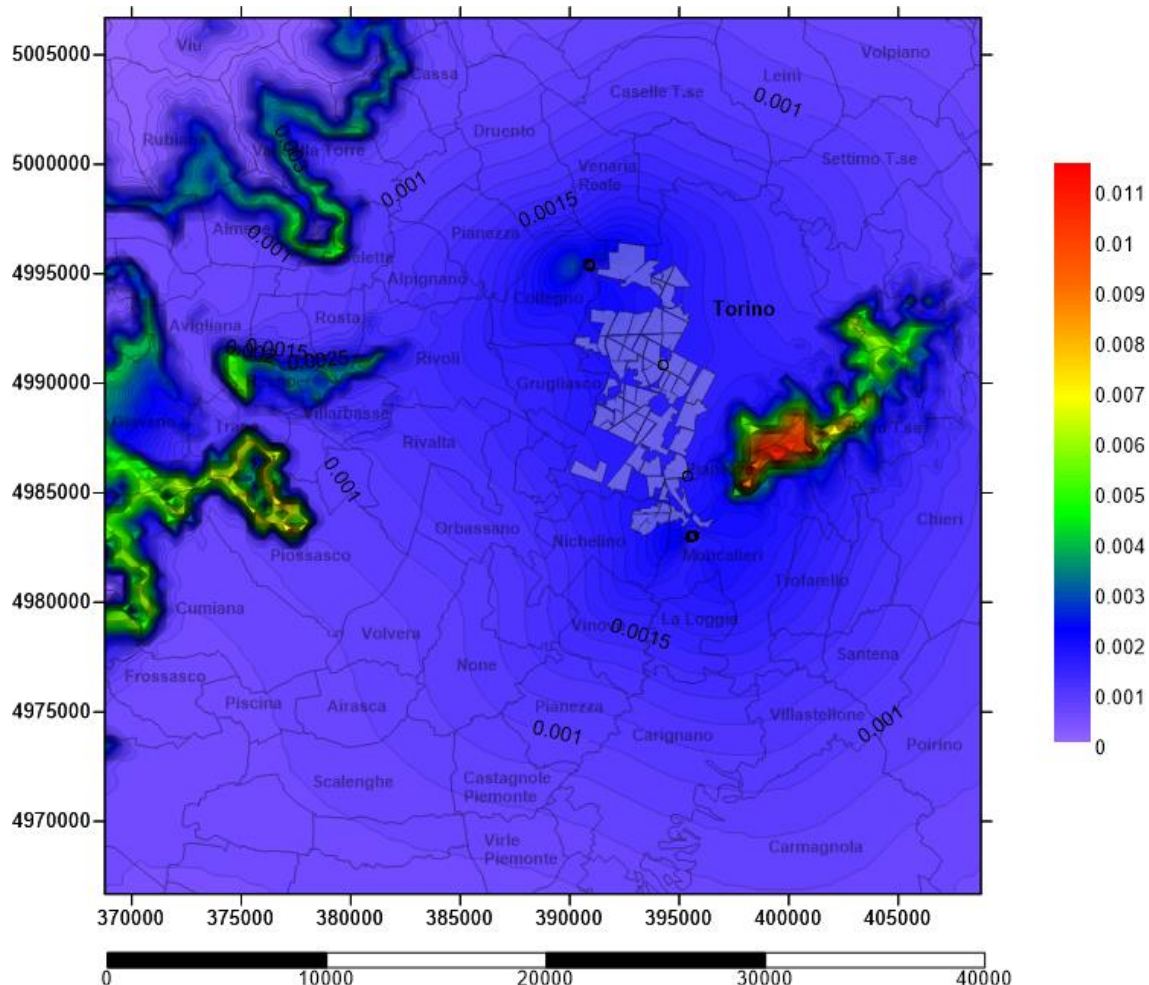


Figura Apx 3.40 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [µg/m³]

L'andamento al suolo delle ricadute di PM₁₀ continua, anche per l'anno 2020 a concentrarsi sulle vette delle vicine montagne della valle di Susa e Valle di Lanzo, e sulle creste collinari di Torino. Il picco di concentrazione è oltre 0,11 µg/m³ e la zona pianeggiante cittadina della vicina provincia di Torino continua a registrare un aumento di ricaduta al suolo di Particolato.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,0001 µg/m³.

A.3.7.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2020

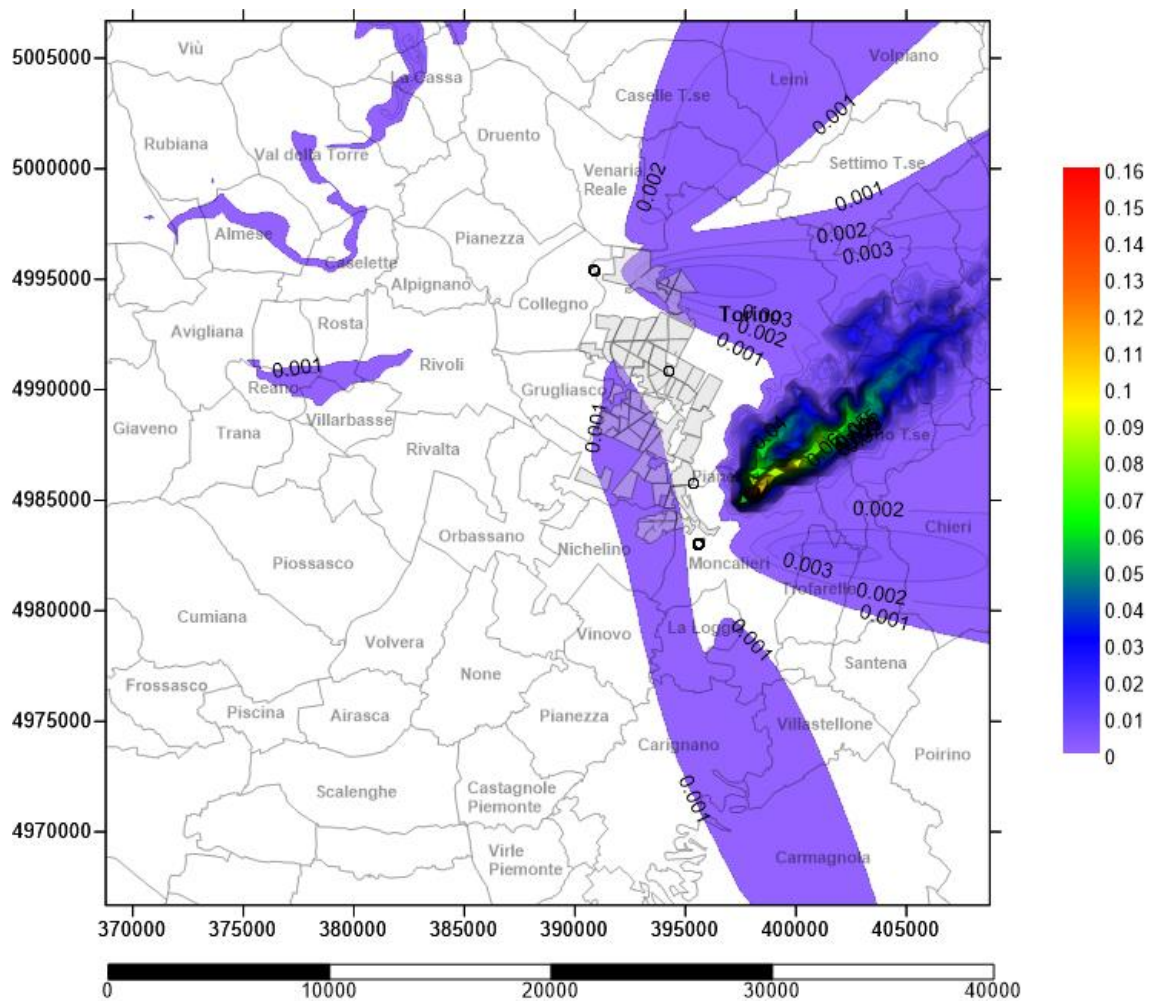


Figura Apx 3.41 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2020
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2020 vede per la prima volta una lingua di inquinamento particolato che da Nichelino si estende lungo la zona sud fino ad arrivare a Carmagnola. I valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,160 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.7.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2020

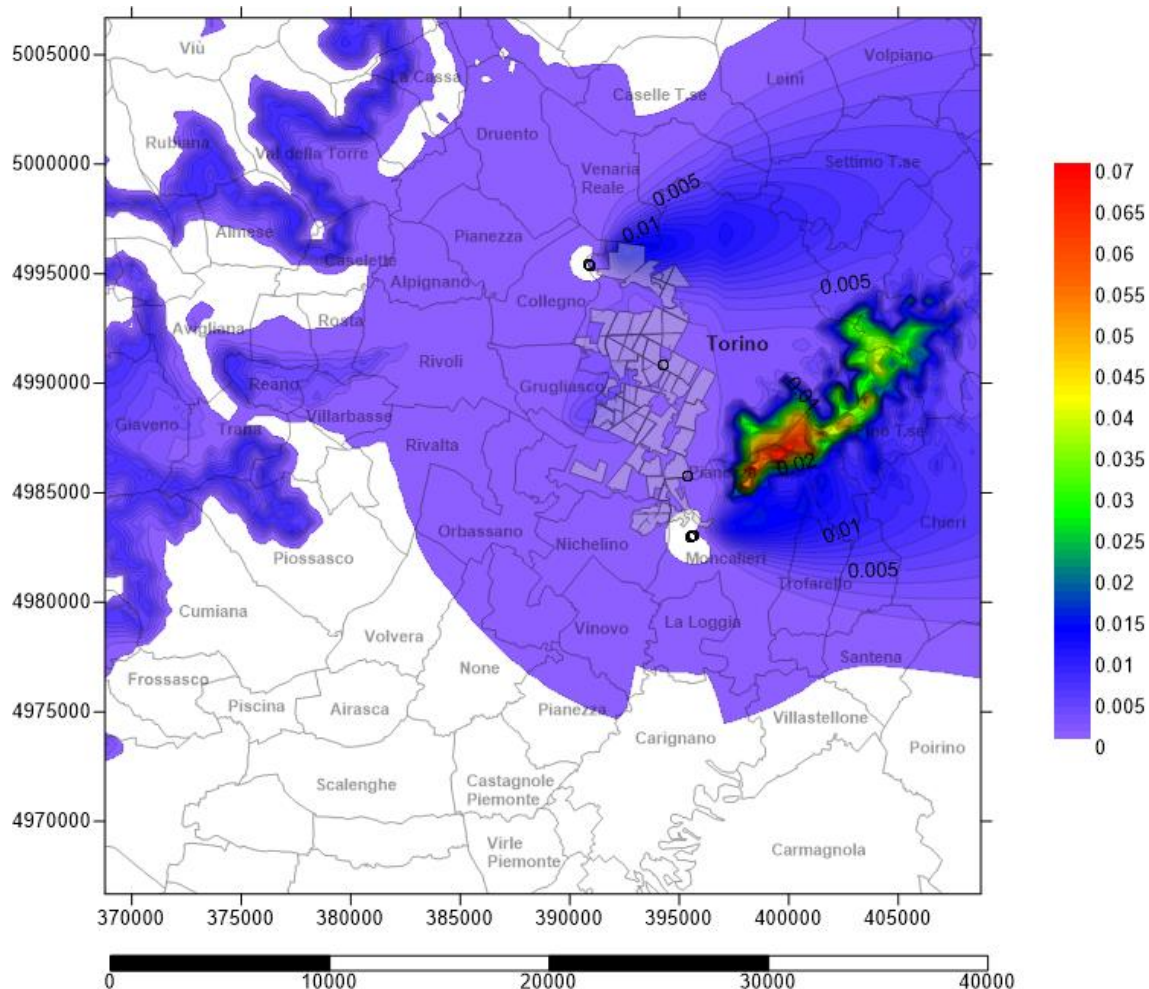


Figura Apx 3.42 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2020
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2020 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,07 µg/m³ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano sempre valori di concentrazione che non superano gli 0,02 µg/m³ ma l'estensione della ricaduta al suolo si estende parecchio di più rispetto gli anni precedenti. Iso-concentrazioni distanti 0,001 µg/m³.

A3.8 Dati emissivi per il VIII° Assetto cogenerativo - 2021

Di seguito si riportano i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	16,322	16,163	0,0000	6,280	2,7869	0,7499	0,6739
Febbraio	16,078	14,448	0,0000	5,596	2,1614	0,4525	0,3688
Marzo	14,144	14,021	0,0201	6,327	1,1490	0,1570	0,1517
Aprile	10,975	12,202	0,0099	4,159	0,1065	0,0049	0,0030
Maggio	7,406	7,772	0,0482	3,060	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	7,238	0,0485	2,855	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	7,150	7,318	0,0067	2,936	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	7,239	6,131	0,0060	2,643	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	7,664	0,123	0,0172	0,106	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	10,765	11,608	0,0012	3,705	0,0901	0,0032	0,0041
Novembre	15,397	15,194	0,0000	5,103	0,5027	0,0300	0,0300
Dicembre	16,593	16,024	0,0112	6,135	2,1492	0,4462	0,4462
Media	10,811	10,687	0,014077	4,075	0,745	0,1537	0,1398

valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,5435	0,5382	0,0000	0,7536	0,3344	0,0900	0,0809
Febbraio	0,4836	0,4811	0,0000	0,6715	0,2594	0,0543	0,0443
Marzo	0,4710	0,4669	0,0007	0,7593	0,1379	0,0188	0,0182
Aprile	0,3537	0,4063	0,0003	0,4991	0,0128	0,0006	0,0004
Maggio	0,2466	0,2588	0,0016	0,3672	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2410	0,0016	0,3426	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2381	0,2437	0,0002	0,3524	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2411	0,2042	0,0002	0,3172	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2470	0,0041	0,0006	0,0127	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,3585	0,3866	0,0000	0,4446	0,0108	0,0004	0,0005
Novembre	0,4962	0,5060	0,0000	0,6123	0,0603	0,0036	0,0036
Dicembre	0,5347	0,5336	0,0004	0,7363	0,2579	0,0535	0,0535
Media	0,3512	0,3559	0,0005	0,4891	0,0895	0,0184	0,0168

Tabella Apx 3. 8 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario VIII

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.8.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2021

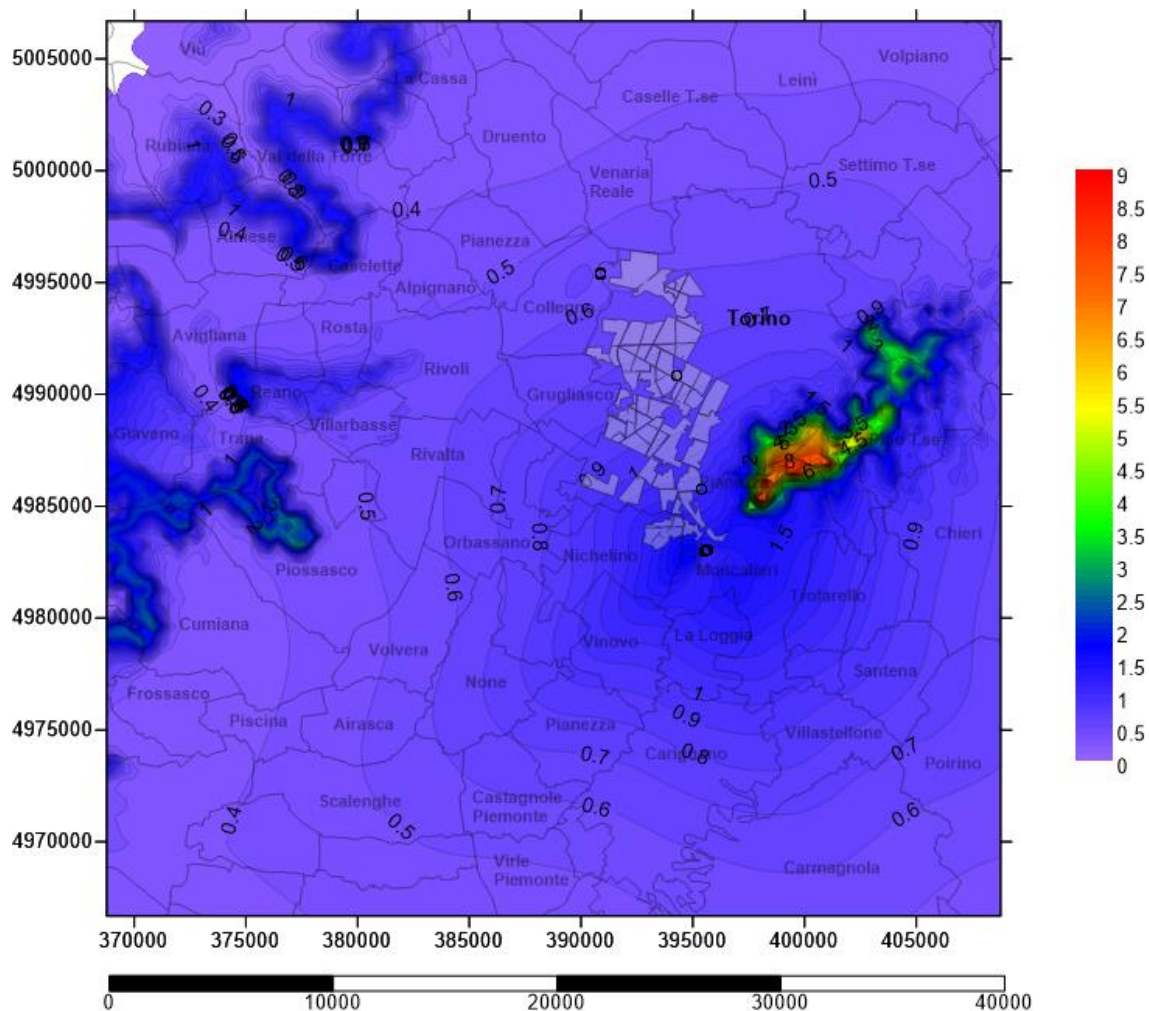


Figura Apx 3.43 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo, che arrivano a $9 \mu\text{g}/\text{m}^3$, si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. La punta sud della cresta collinare presenta una zona di incidenza abbastanza estesa con concentrazione di ossidi di azoto superiore a $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$.
Iso-concentrazioni distanti $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.8.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2021

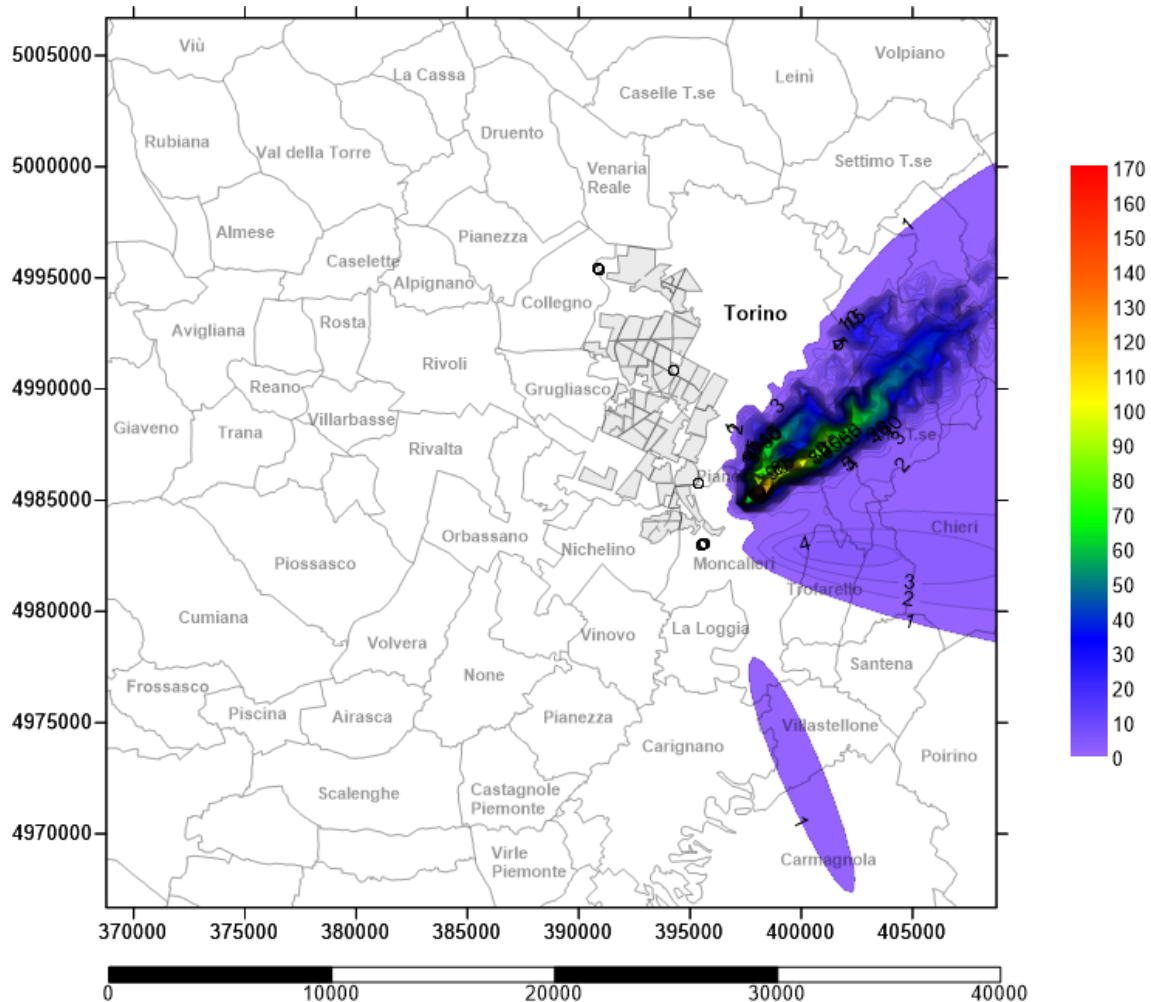


Figura Apx 3.44 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2021
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2021 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $170 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud della collina torinese. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ mentre a qualche metro dalle centrali cogenerative di Moncalieri, ai piedi della collina, si notano valori aumentati rispetto l'anno precedente da $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a $4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.8.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2021

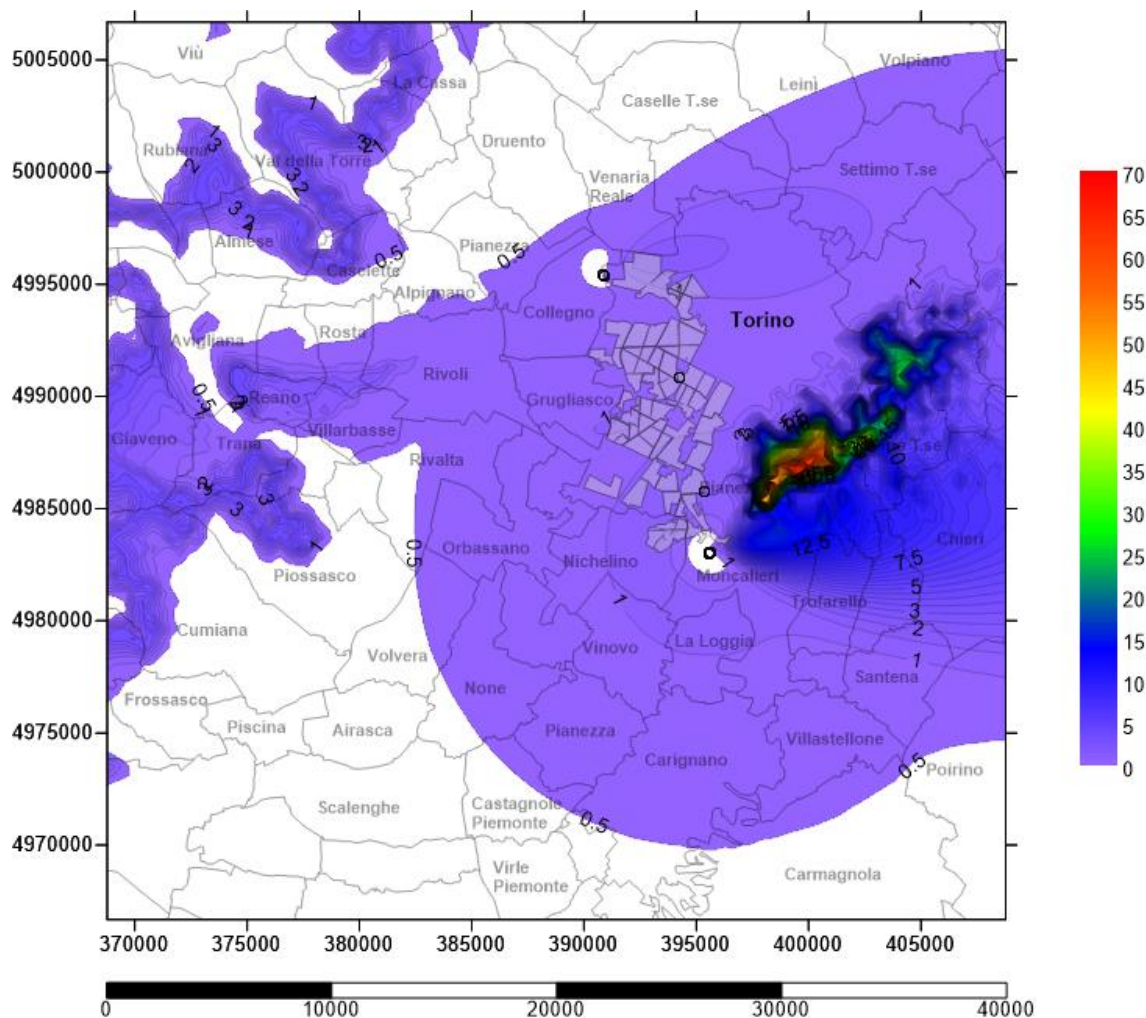


Figura Apx 3.45 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2021
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2021 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $70 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Zona di insistenza dell'inquinante interessa un'area sempre più ampia che comprende anche Castagnole Piemonte e Carmagnola. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.8.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2021

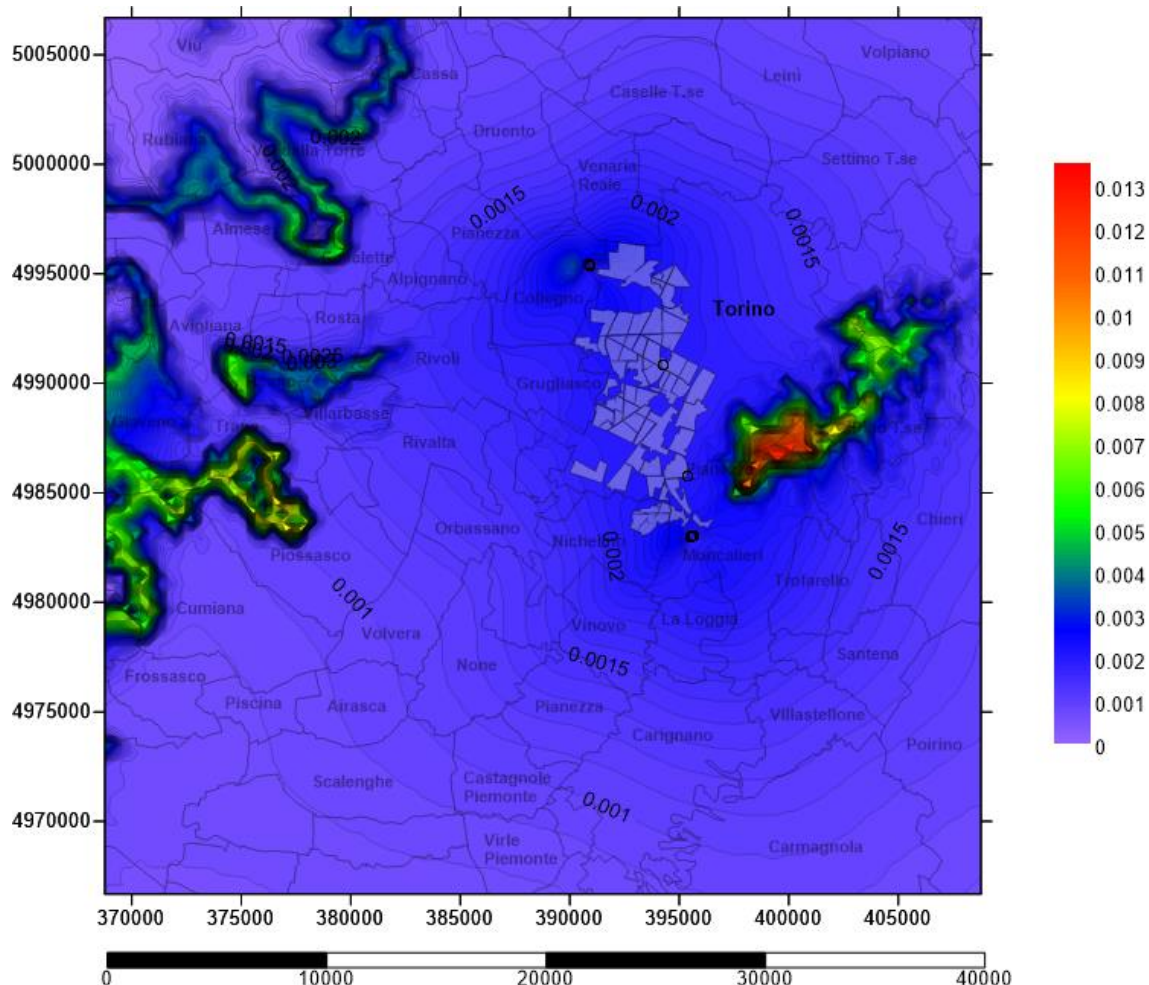


Figura Apx 3.46 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

L'andamento al suolo delle ricadute di PM₁₀ continua, anche per l'anno 2021 a concentrarsi sulle vette delle vicine montagne della valle di Susa e Valle di Lanzo, e sulle creste collinari di Torino. Il picco di concentrazione è oltre 0,013 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ più alto di 0,02 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2020 e la zona pianeggiante cittadina della vicina provincia di Torino continua a registrare un aumento di ricaduta al suolo di Particolato. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,0001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.8.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2021

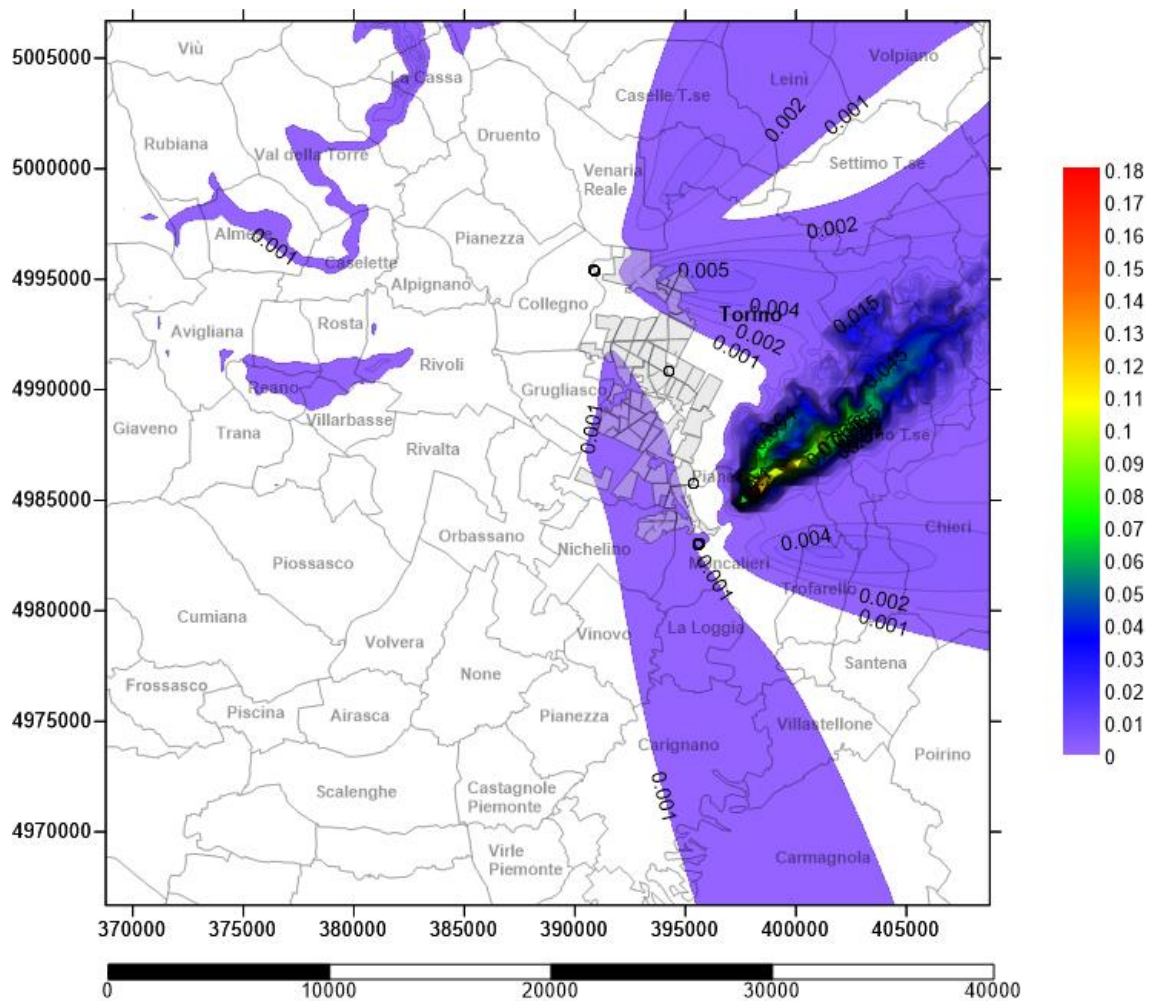


Figura Apx 3.47 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2021
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2021 vede, come già presentato nel 2020, una lingua di inquinamento particolato che da Nichelino si estende lungo la zona sud fino ad arrivare a Carmagnola. I valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,180 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che superano gli $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.8.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2021

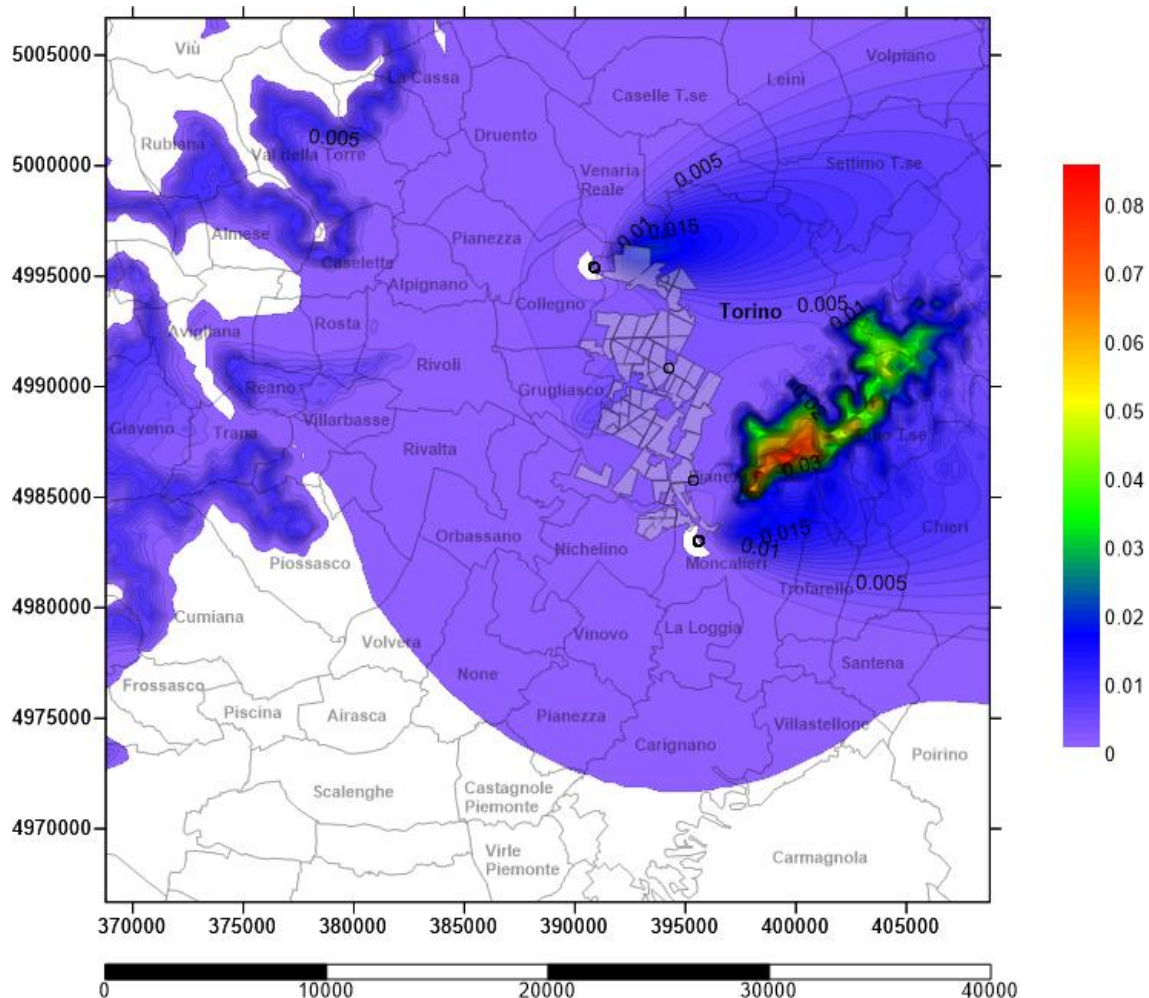


Figura Apx 3.48 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2021
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 03 Gennaio 20021 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,09 µg/m³ più alto di 0,03 µg/m³ rispetto allo scenario registrato nel 2014. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano sempre le zone di salvaguardia dove cioè, per effetto della dinamica dell'atmosfera, non si depositano inquinanti e poi più a est il Plùme al suolo della deposizione di particolato. Incidenza dell'inquinante anche sulle creste a ovest della piana torinese. Passo delle iso-concentrazioni al suolo di 0,001 µg/m³.

A3.9 Dati emissivi per il IX° Assetto cogenerativo - 2022

Di seguito si riportano i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	17,061	16,899	0,0000	6,612	2,9511	0,9346	0,8542
Febbraio	16,808	15,109	0,0000	5,897	2,3670	0,5628	0,4742
Marzo	14,814	14,702	0,0212	6,671	1,3160	0,1993	0,1936
Aprile	11,496	12,788	0,0104	4,446	0,1324	0,0067	0,0047
Maggio	7,738	8,149	0,0520	3,231	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	7,572	0,0523	2,991	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	7,469	7,654	0,0073	3,071	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	7,565	6,405	0,0065	2,769	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	8,020	0,132	0,0185	0,132	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	11,275	12,167	0,0013	3,969	0,1099	0,0048	0,0057
Novembre	16,117	15,904	0,0000	5,478	0,6232	0,0400	0,0400
Dicembre	17,347	16,756	0,0119	6,465	2,3655	0,5539	0,5539
Media	11,309	11,186	0,015124	4,311	0,822	0,1918	0,1772

valori in g/s - PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,5681	0,5627	0,0000	0,7935	0,3541	0,1121	0,1025
Febbraio	0,5056	0,5031	0,0000	0,7076	0,2840	0,0675	0,0569
Marzo	0,4933	0,4896	0,0007	0,8005	0,1579	0,0239	0,0232
Aprile	0,3705	0,4258	0,0003	0,5335	0,0159	0,0008	0,0006
Maggio	0,2577	0,2714	0,0017	0,3878	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2521	0,0017	0,3589	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2487	0,2549	0,0002	0,3685	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2519	0,2133	0,0002	0,3323	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2585	0,0044	0,0006	0,0159	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,3754	0,4052	0,0000	0,4763	0,0132	0,0006	0,0007
Novembre	0,5194	0,5296	0,0000	0,6574	0,0748	0,0048	0,0048
Dicembre	0,5590	0,5580	0,0004	0,7758	0,2839	0,0665	0,0665
Media	0,3673	0,3725	0,0005	0,5173	0,0987	0,0230	0,0213

Tabella Apx 3. 9 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario IX

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.9.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2022

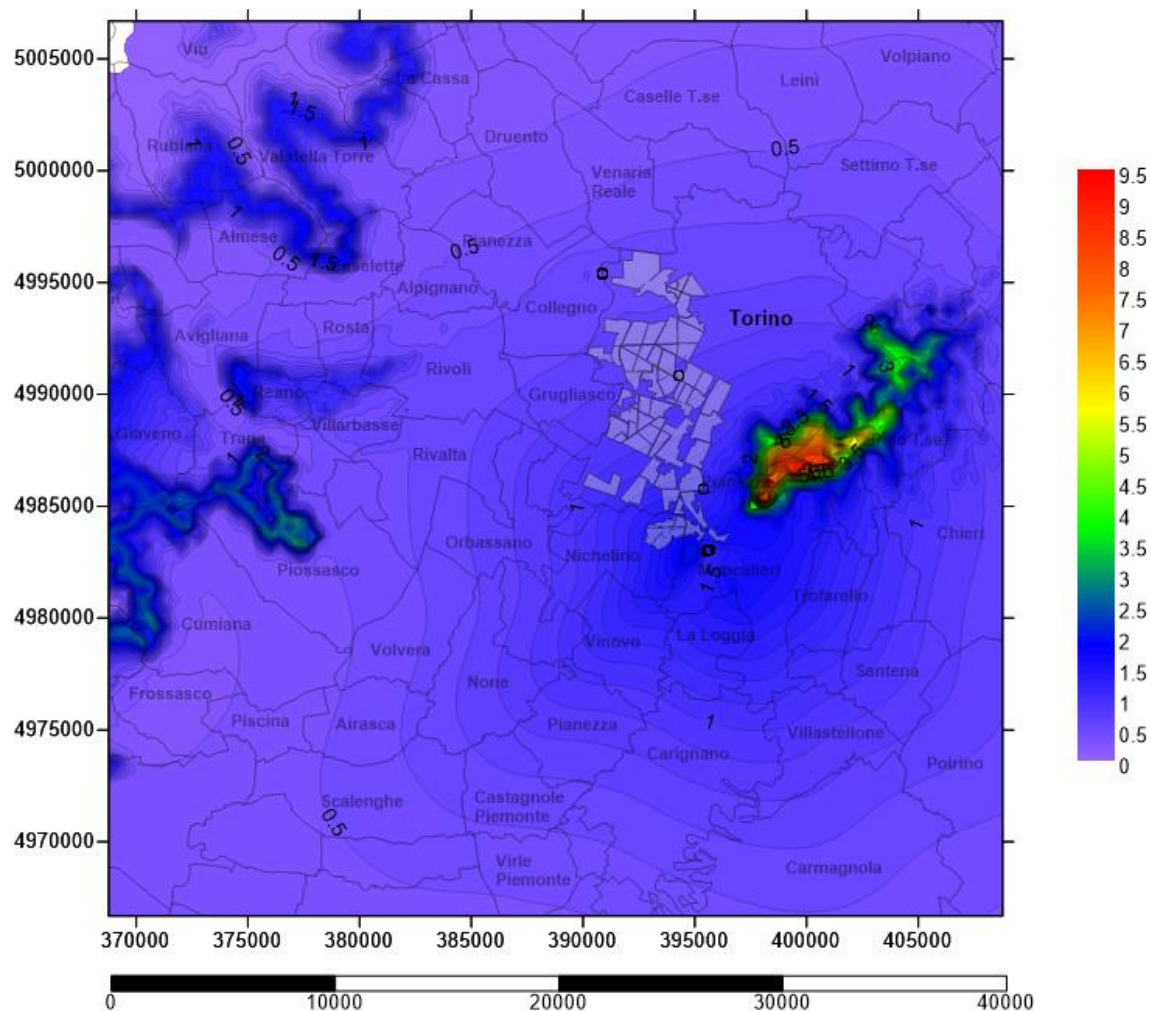


Figura Apx 3. 49 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo nel 2022, salgono a $9,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ da $9,0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2021; esse si accumulano sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. La punta sud della cresta collinare presenta una zona di incidenza abbastanza estesa con concentrazione di ossidi di azoto superiore a $7,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Iso-concentrazioni distanti $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.9.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2022

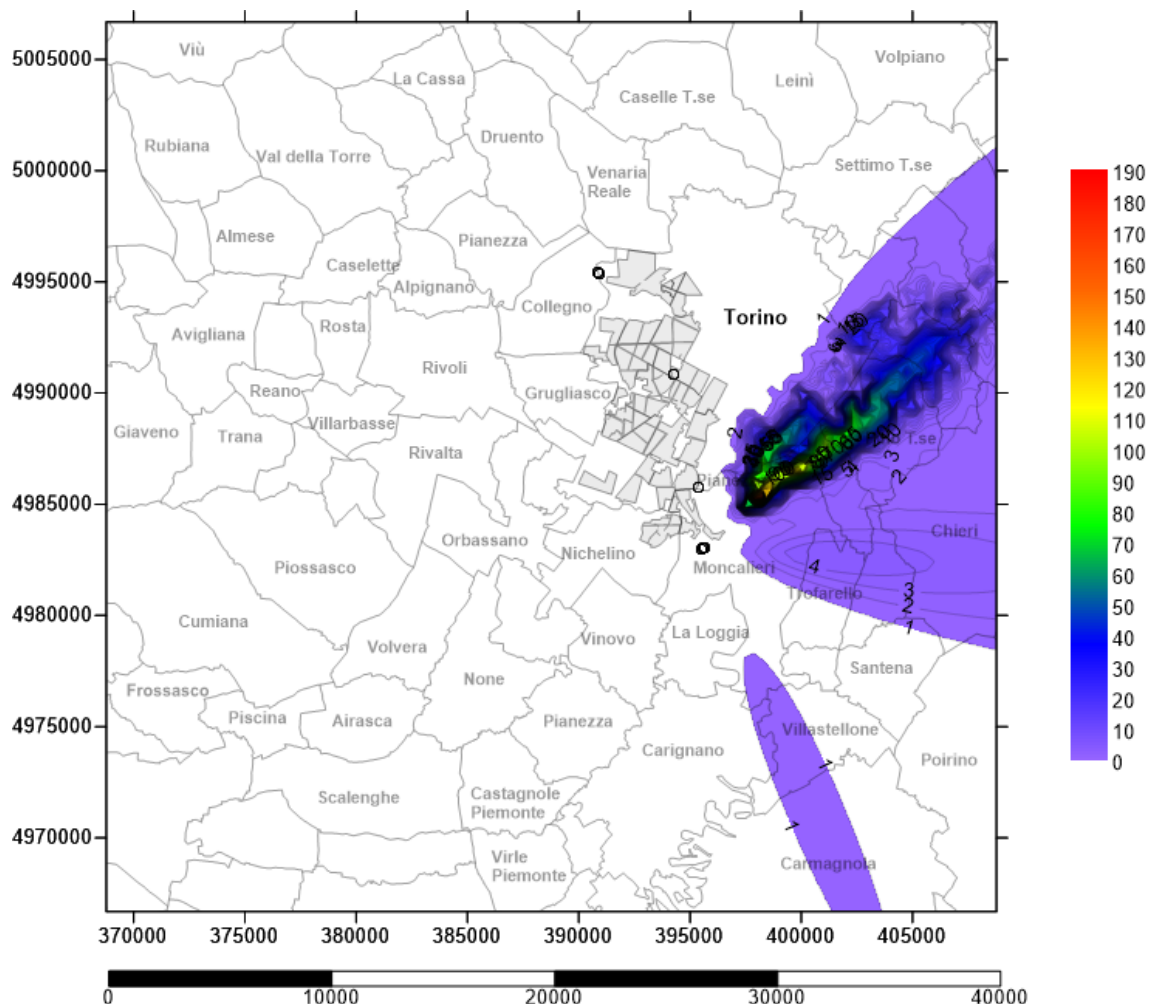


Figura Apx 3.50 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2022
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2021 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $190 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud della collina torinese. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ mentre a qualche metro dalle centrali cogenerative di Moncalieri, ai piedi della collina, si notano depositi di inquinante sempre più ampio con valore di $4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.9.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2022

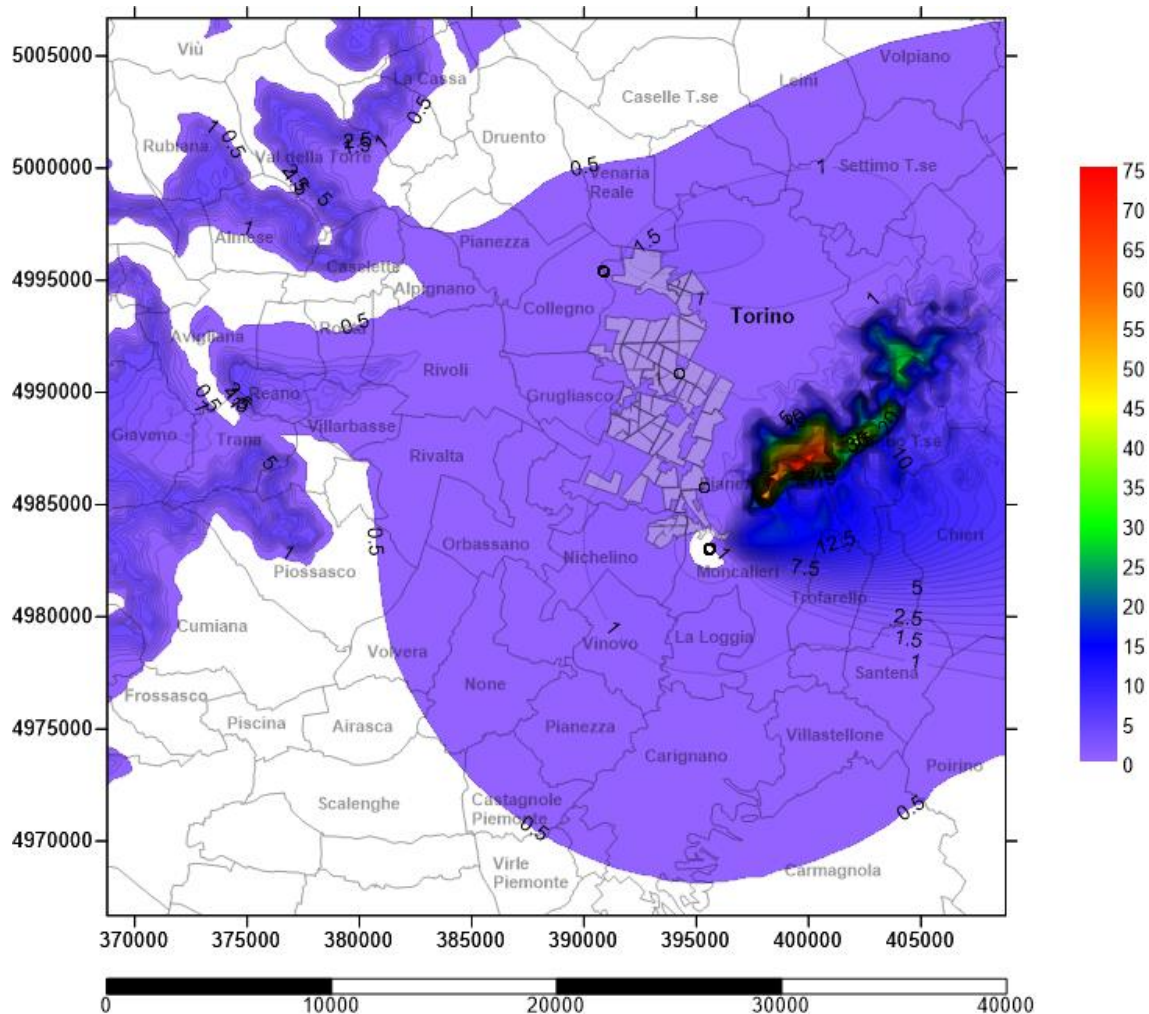


Figura Apx 3.51 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2022
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2021 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo ulteriormente aumentati rispetto il 2021 con massime che sfiorano i $75 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Zona di insistenza dell'inquinante interessa un'area sempre più ampia che comprende oltre Castagnole Piemonte e Carmagnola anche Virle Piemonte, Scalenghe ed Airasca. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.9.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2022

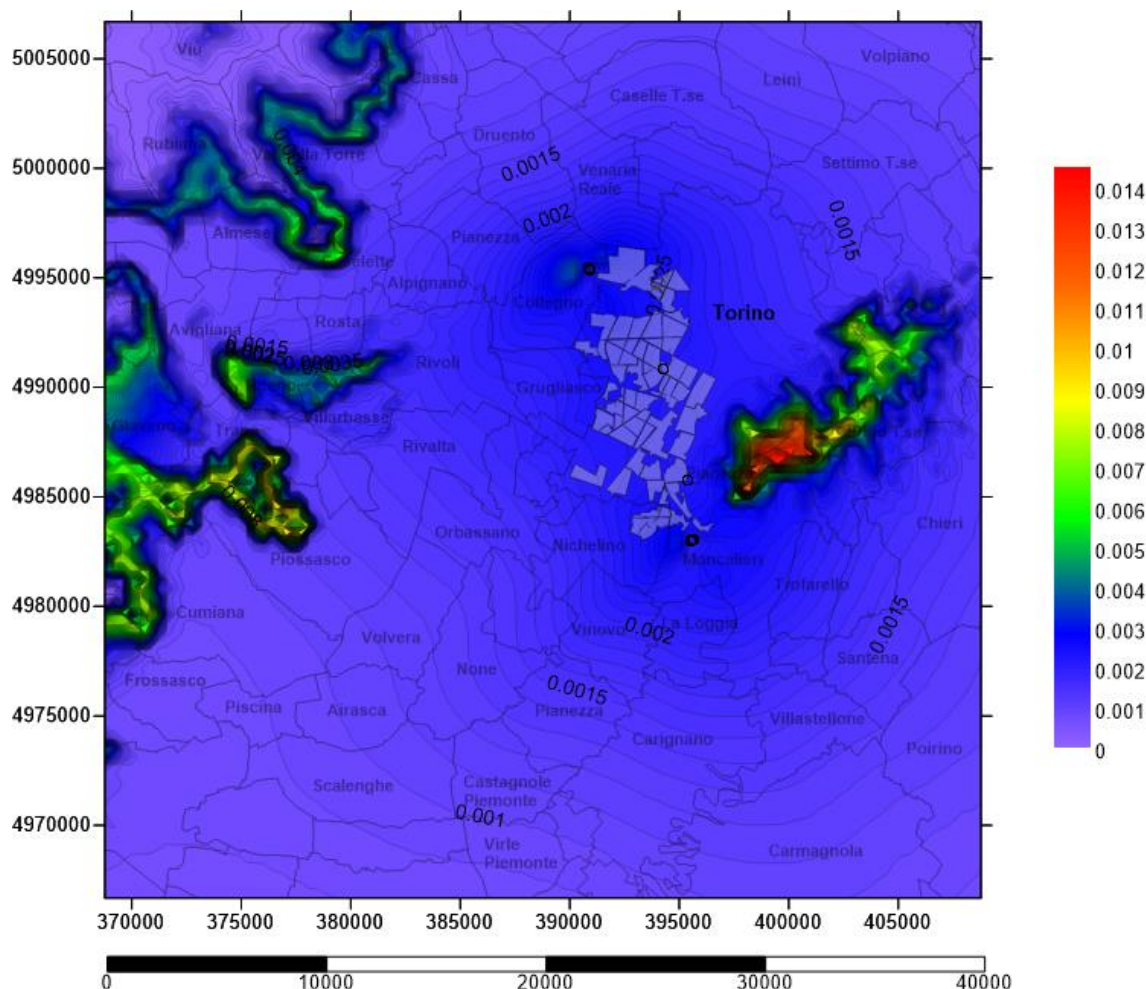


Figura Apx 3.52 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [µg/m³]

L'andamento al suolo delle ricadute di PM₁₀ continua, anche per l'anno 2022 a concentrarsi sulle vette delle vicine montagne della valle di Susa e Valle di Lanzo, e sulle creste collinari di Torino. Il picco di concentrazione è oltre 0,014 µg/m³ più alto di 0,01 µg/m³ del 2021 e la zona pianeggiante cittadina della vicina provincia di Torino continua a registrare un aumento di ricaduta al suolo di Particolato con punte nei pressi delle centrali di cogenerazione anche di 0,006 µg/m³. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,0001 µg/m³.

A.3.9.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2022

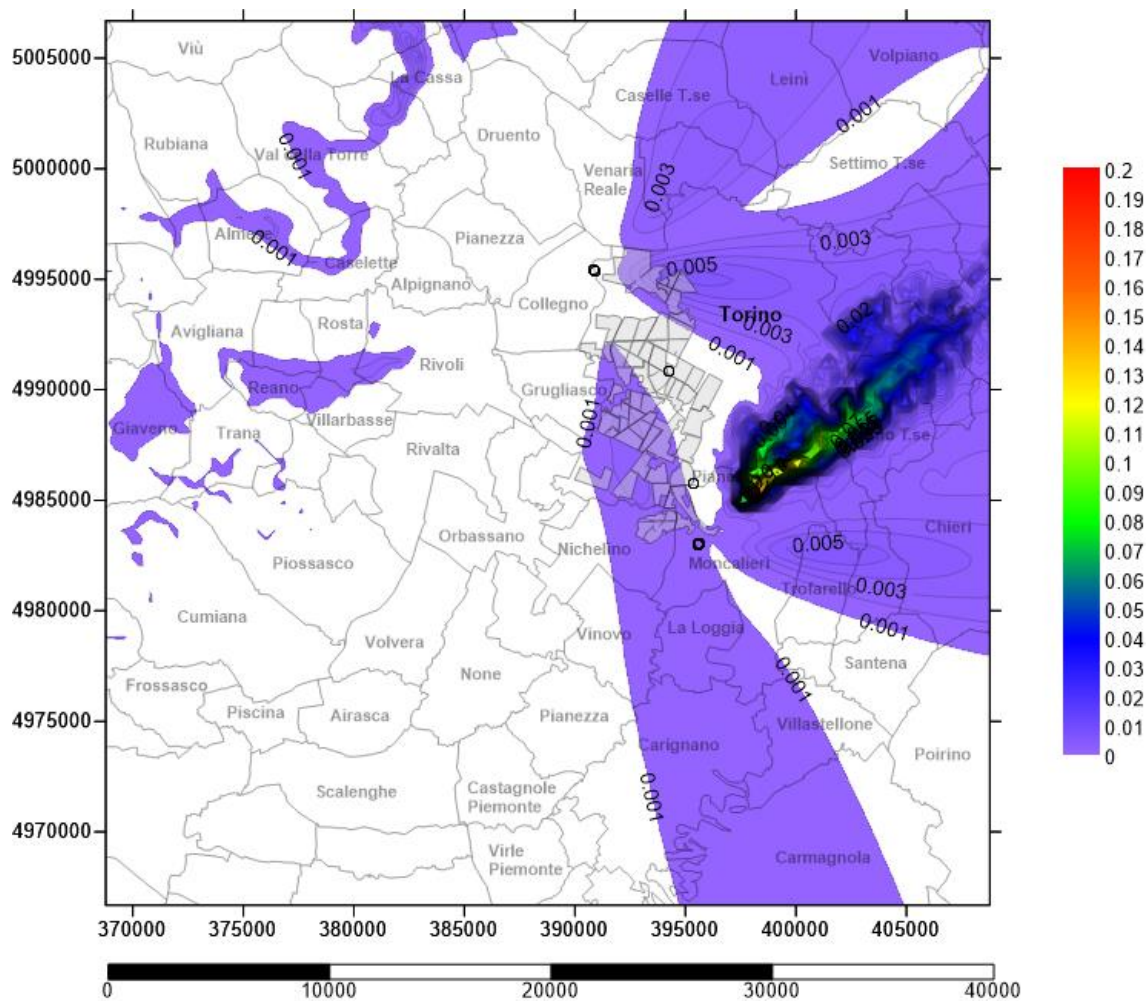


Figura Apx 3.53 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2022
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 26 Dicembre 2022 vede, come già presentato nei due anni precedenti, una lingua di inquinamento particolato che da Nichelino si estende lungo la zona sud fino ad arrivare a Carmagnola. I valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,200 µg/m³ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che superano gli 0,001 µg/m³.
Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A.3.9.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2022

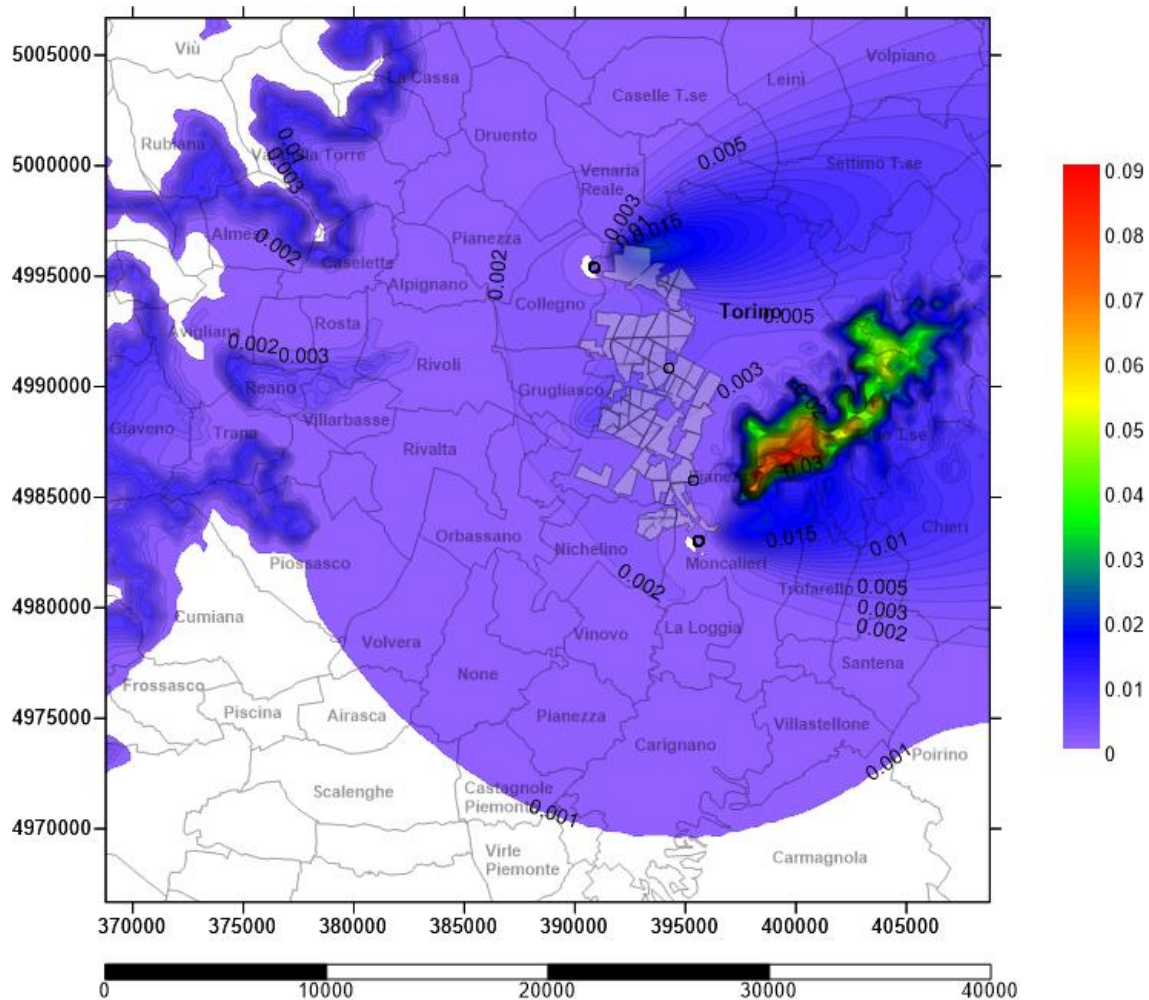


Figura Apx 3.54 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2022
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2022 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che come nel 2021, sfiorano i 0,09 µg/m³. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano sempre le zone di salvaguardia dove cioè, per effetto della dinamica dell'atmosfera, non si depositano inquinanti sempre più ristrette e poi più a est il Plùme al suolo della deposizione di particolato. Incidenza dell'inquinante che interessa tutta la zona nord dell'area di studio e sempre una regione maggiore a sud di Torino. Passo delle iso-concentrazioni al suolo di 0,001 µg/m³.

A3.10 Dati emissivi per il X° Assetto cogenerativo - 2023

Di seguito si riportano i valori medi mensili delle emissioni dal camino di NO_x e PM₁₀ [g/s]; l'extrapolazione di tali valori discende dalla curva di funzionamento delle centrali, con valori giornalieri di cui si sono fatte le medie mensili:

valori in g/s - NO _x	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	17,259	17,097	0,0000	6,727	3,0112	1,1038	1,0216
Febbraio	17,002	15,290	0,0000	6,011	2,4922	0,6667	0,5762
Marzo	15,009	14,915	0,0217	6,792	1,4489	0,2394	0,2336
Aprile	11,651	12,967	0,0107	4,590	0,1572	0,0090	0,0069
Maggio	7,824	8,267	0,0543	3,302	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,000	7,669	0,0547	3,034	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	7,549	7,754	0,0076	3,115	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	7,650	6,479	0,0068	2,815	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	8,122	0,138	0,0193	0,156	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	11,423	12,334	0,0013	4,114	0,1282	0,0069	0,0078
Novembre	16,323	16,108	0,0000	5,679	0,7392	0,0505	0,0505
Dicembre	17,548	16,955	0,0121	6,584	2,5000	0,6563	0,6563
Media	11,447	11,331	0,015712	4,410	0,873	0,2277	0,2127

valori in g/s – PM ₁₀	CHP 2° GT	CHP 3° GT	I&R Monc	CHP TOnord	I&R TOnord	I&R BIT	I&R POLI
Gennaio	0,5747	0,5693	0,0000	0,8072	0,3613	0,1325	0,1226
Febbraio	0,5114	0,5092	0,0000	0,7213	0,2991	0,0800	0,0691
Marzo	0,4998	0,4967	0,0007	0,8150	0,1739	0,0287	0,0280
Aprile	0,3755	0,4318	0,0004	0,5508	0,0189	0,0011	0,0008
Maggio	0,2605	0,2753	0,0018	0,3963	0,0000	0,0000	0,0000
Giugno	0,0000	0,2554	0,0018	0,3641	0,0000	0,0000	0,0000
Luglio	0,2514	0,2582	0,0003	0,3738	0,0000	0,0000	0,0000
Agosto	0,2547	0,2158	0,0002	0,3378	0,0000	0,0000	0,0000
Settembre	0,2617	0,0046	0,0006	0,0187	0,0000	0,0000	0,0000
Ottobre	0,3804	0,4107	0,0000	0,4936	0,0154	0,0008	0,0009
Novembre	0,5260	0,5364	0,0000	0,6815	0,0887	0,0061	0,0061
Dicembre	0,5655	0,5646	0,0004	0,7900	0,3000	0,0788	0,0788
Media	0,3718	0,3773	0,0005	0,5292	0,1048	0,0273	0,0255

Tabella Apx 3. 10 – Valori medi mensili di emissioni a camino delle centrali di cogenerazione [g/s] – Scenario X

Occorre puntualizzare che, nonostante si avessero a disposizione i valori giornalieri di emissione, si è optato per utilizzare valori medi per due motivi di fondo:

- Le emissioni medie giornaliere poco si discostano da quelle medie mensili avendo assunto un funzionamento delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva quanto più continuo nell'arco dell'anno;
- I tempi computazionali per l'elaborazione di valori mensili hanno portato all'esclusione di una possibile elaborazione giornaliera, essendo che i risultati sarebbero stati poco diversi.

A.3.10.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2023

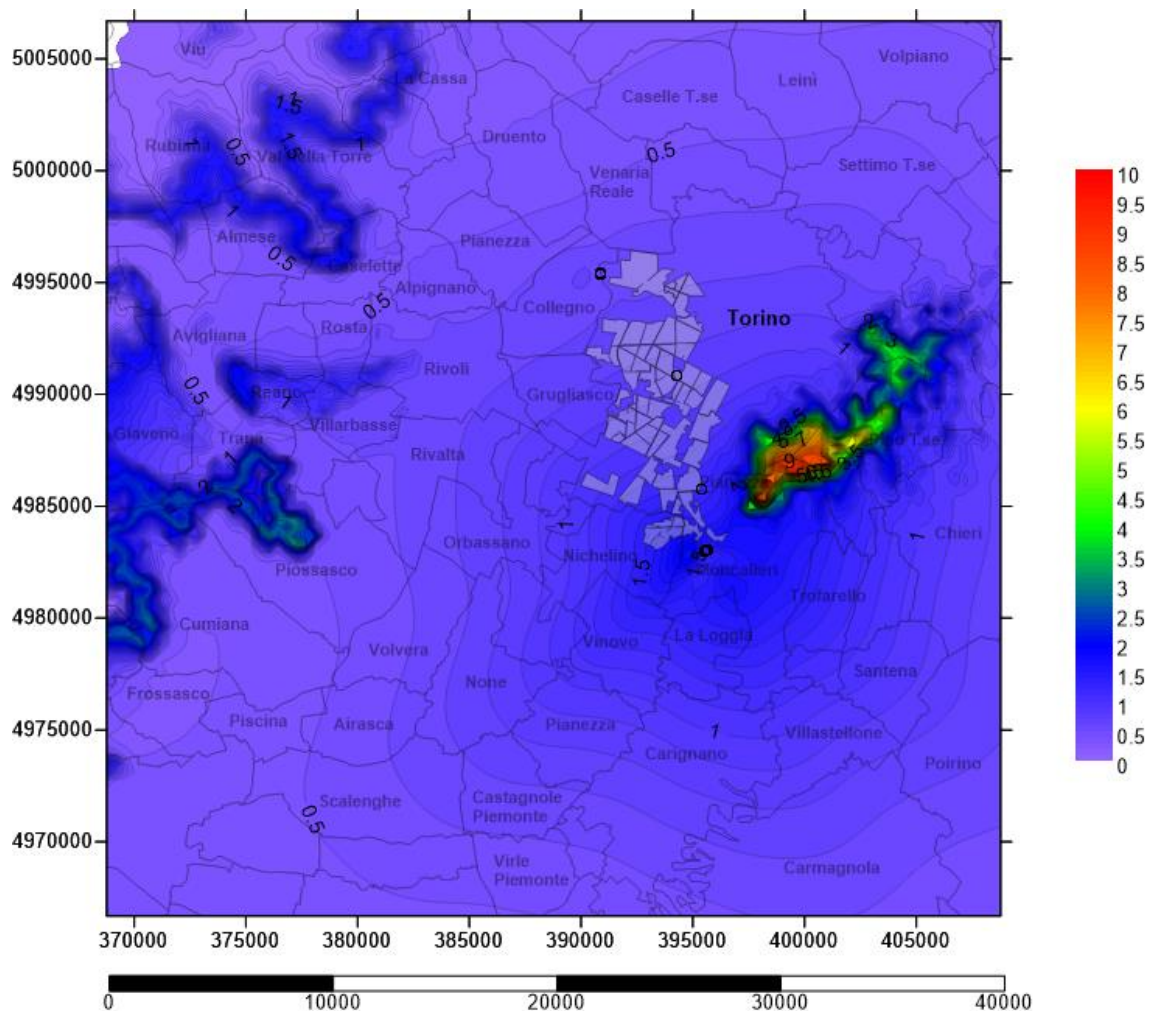


Figura Apx 3.55 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo per l'ultimo scenario di ampliamento del teleriscaldamento arrivano a $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$; si riscontrano sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. La punta sud della cresta collinare presenta una zona di incidenza abbastanza estesa con concentrazione di ossidi di azoto superiore a $8 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Iso-concentrazioni distanti $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.10.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2023

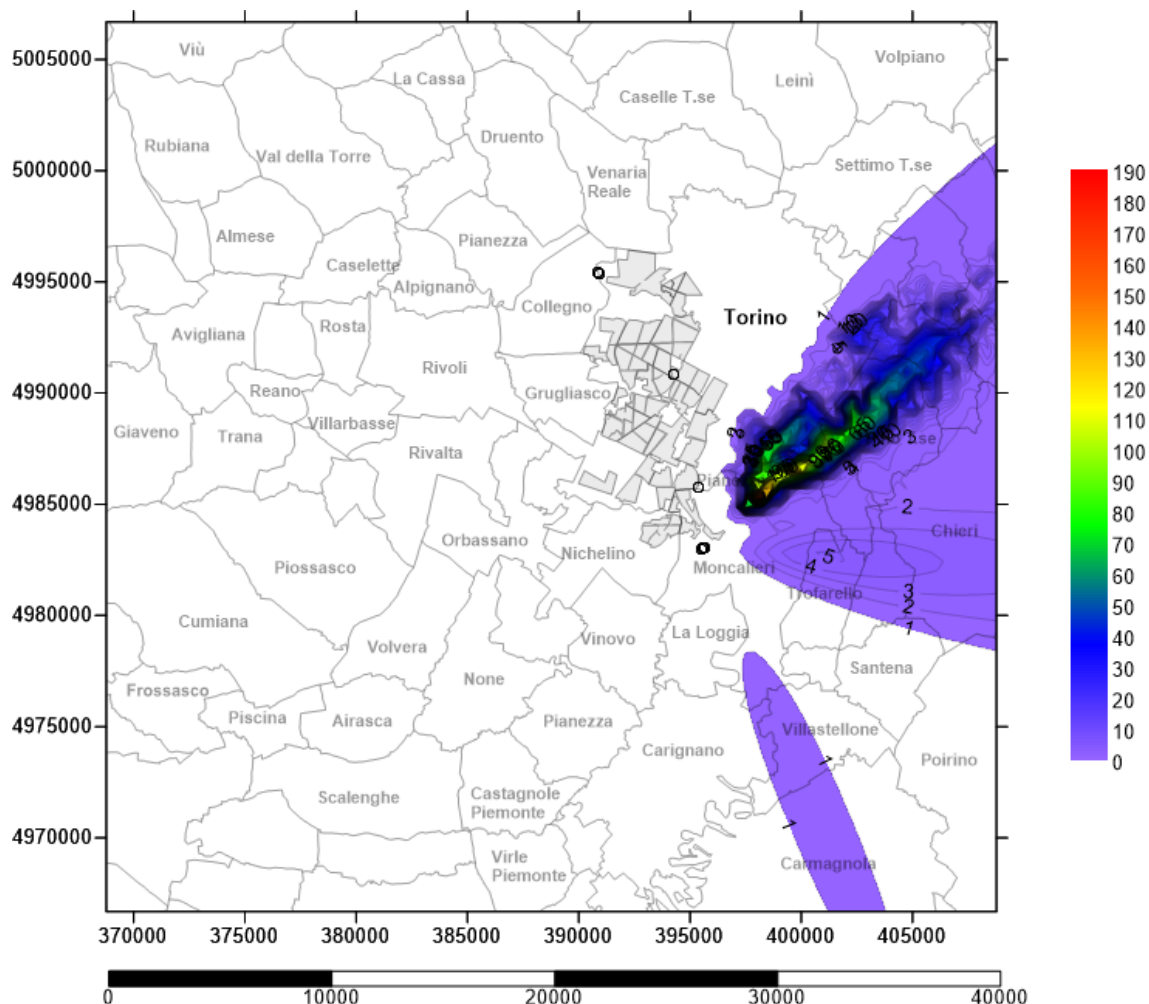


Figura Apx 3.56 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2023
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2023 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $190 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud della collina torinese. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ mentre a qualche metro dalle centrali cogenerative di Moncalieri, ai piedi della collina, si notano valori aumentati rispetto l'anno precedente da $4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.10.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2023

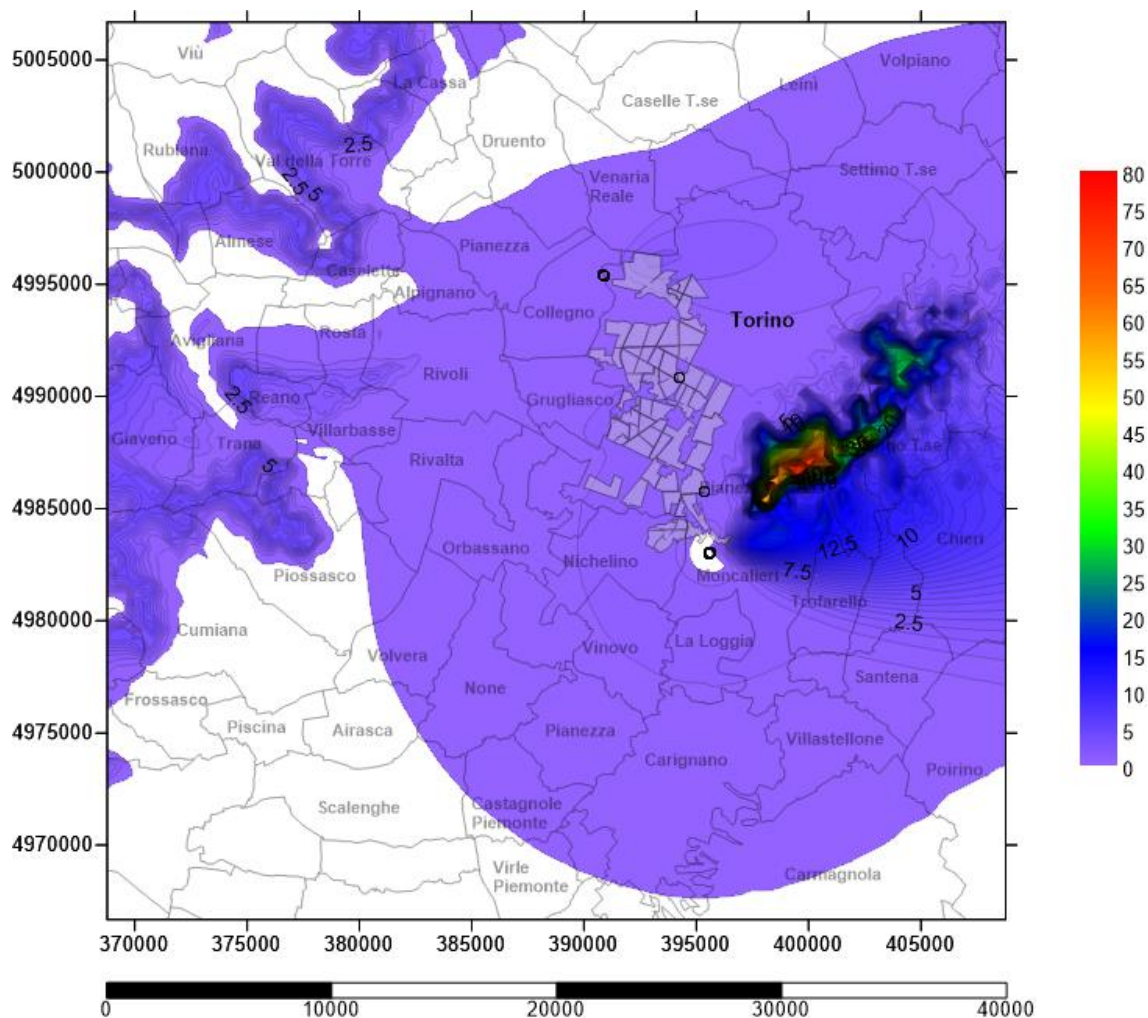


Figura Apx 3.57 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2023
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2023 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $80 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Zona di insistenza dell'inquinante interessa un'area sempre più ampia che comprende anche Virle Piemonte. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.10.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2023

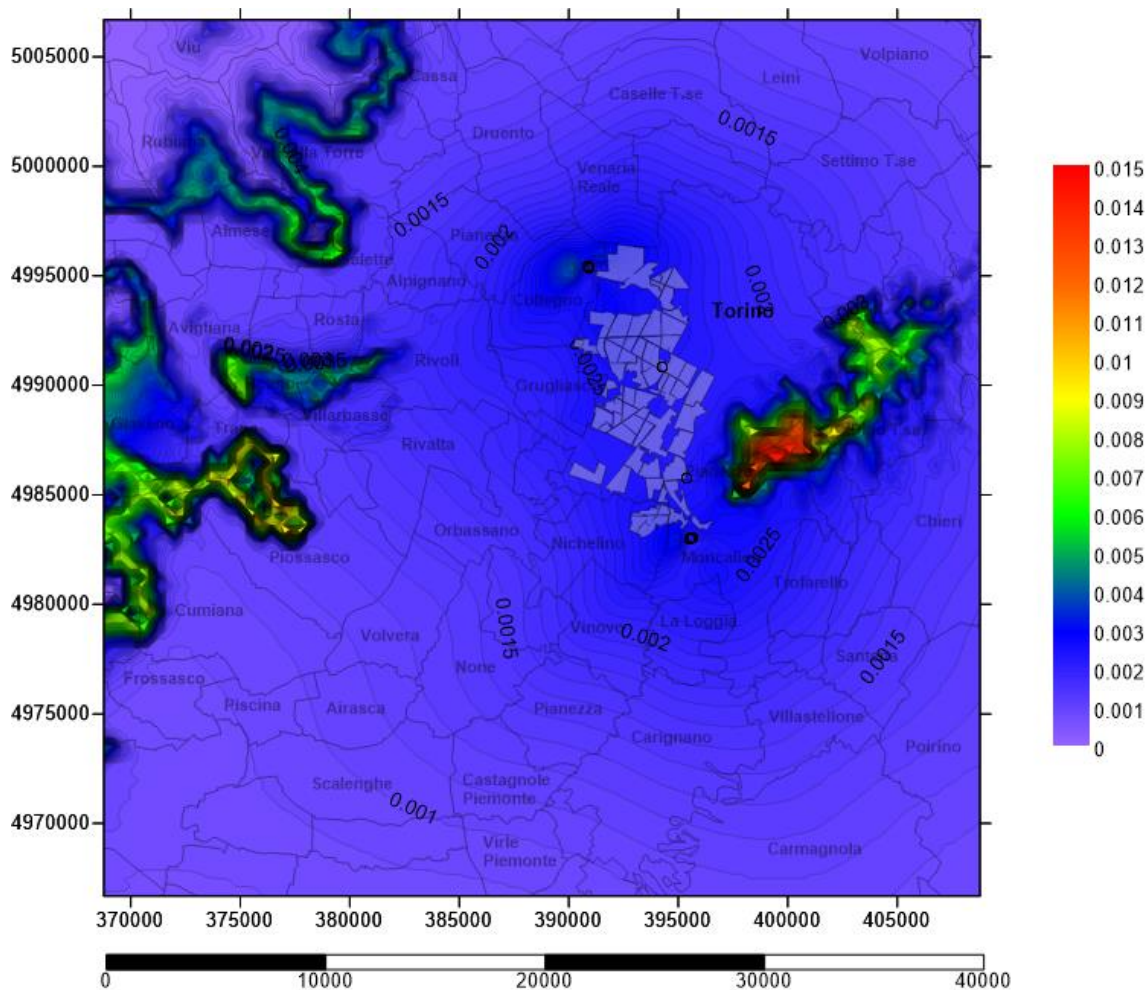


Figura Apx 3.58 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM_{10} - Emissioni aggiunte dalle centrali cogenerative [$\mu g/m^3$]

L'andamento al suolo delle ricadute di PM₁₀ continua, anche per l'anno 2021 a concentrarsi sulle vette delle vicine montagne della valle di Susa e Valle di Lanzo, e sulle creste collinari di Torino. Il picco di concentrazione è oltre 0,015 µg/m³ più alto di 0,06 µg/m³ del primo scenario analizzato (anno 2014) e la zona pianeggiante cittadina della vicina provincia di Torino continua a registrare un aumento di ricaduta al suolo di Particolato.

Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,0001 \text{ } \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.10.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2023

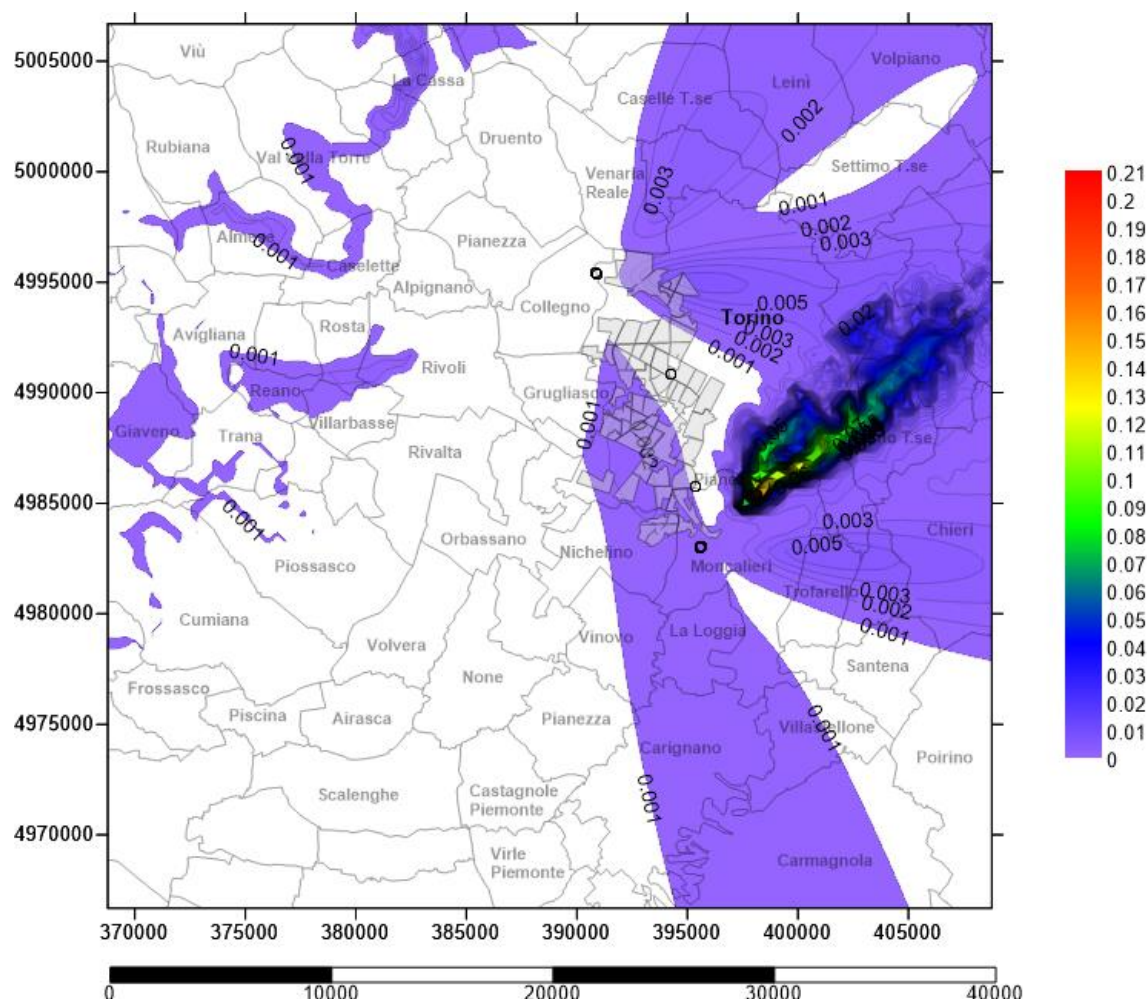


Figura Apx 3.59 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2023
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2023 vede, come già presentato dal 2020, una lingua di inquinamento particolato che da Nichelino si estende lungo la zona sud fino ad arrivare a Carmagnola. I valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,210 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che superano gli 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.10.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2023

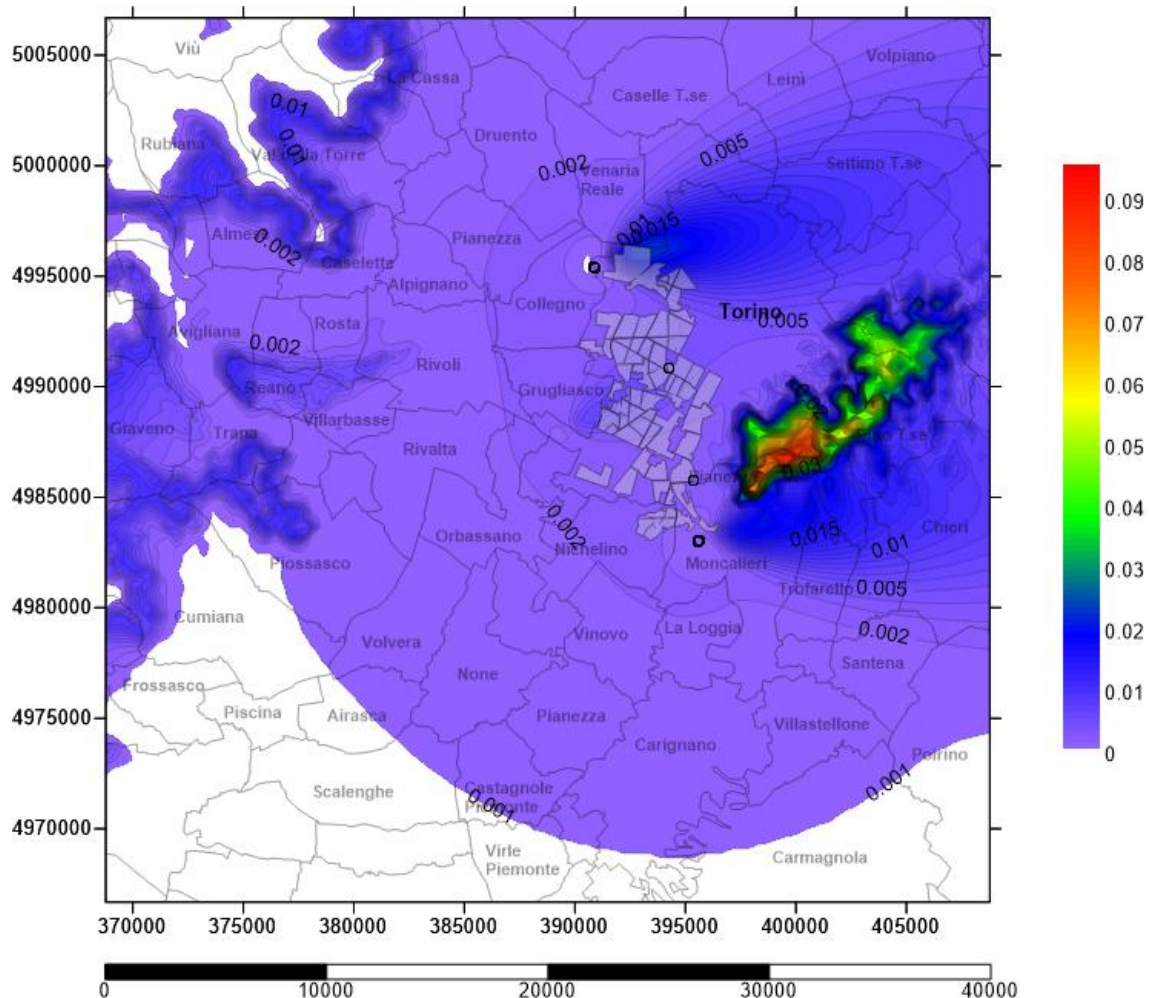


Figura Apx 3.60 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2021
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2021 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,09 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ma con estensione della zona d'impatto maggiore degli anni precedenti. Solamente pressi dell'impianto di Torino Nord si riscontra ancora la presenza della zona di salvaguardia dove cioè, per effetto della dinamica dell'atmosfera, non si depositano inquinanti e poi più a est il Plùme al suolo della deposizione di particolato. Incidenza dell'inquinante anche sulle creste a ovest della piana torinese. Passo delle iso-concentrazioni al suolo di $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.11 Dati emissivi per il II° scenario di TLR - 2014

Da quanto emerso dall'analisi urbanistica, si sono individuati complessivamente diciassette camini baricentrici relativi a zone urbane aventi destinazione d'uso del suolo omogeneo a prevalenza residenziale e produttivo. I carburanti alimentanti le caldaie sostituite dal servizio di teleriscaldamento, a seguito di uno studio statistico e territoriale, sono mediati in base all'anno di installazione della caldaia domestica da sostituire con il servizio di teleriscaldamento come già emerso nel Capitolo. 4.

1

Localizzazione camini

Per ogni camino equivalente è stata associata una posizione in coordinate WGS84 – 32N catturata in GIS e a seguire convertita in Gauss-Boaga Roma40 per essere uniformata ai file orografici e meteorologici. Di seguito la tabella riassuntiva delle volumetrie equivalenti raggruppate per ogni camino equivalente.

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.168.098	671.977	392.255,87	4.986.136,48
2	2.395.026	1.372.801	394.140,30	4.985.947,61
3	2.980.707	596.377	392.967,19	4.988.233,88
4	2.504.360	1.518.625	392.228,06	4.988.698,60
5	1.828.036	629.640	393.171,26	4.989.360,01
6	2.868.345	2.512.738	393.957,99	4.987.844,09
7	2.977.528	3.893.594	395.445,62	4.988.221,78
8	3.602.323	416.502	394.625,50	4.989.860,85
9	1.319.727	170.436	393.454,29	4.990.498,33
10	441.723	6.539	391.340,68	4.992.263,68
11	2.617.305	2.242.623	392.516,37	4.991.571,20
12	1.001.497	139.947	392.673,70	4.992.727,21
13	3.493.518	699.979	394.391,58	4.992.432,93
14	3.714.701	804.958	394.732,99	4.990.881,03
15	1.701.308	836.391	393.083,73	4.995.086,54
16	2.016.885	1.189.907	394.959,93	4.984.843,20
17	1.529.297	136.968	393.615,08	4.983.832,94
18	-	-	395.982,87	4.989.815,68
19	-	-	394.481,33	4.994.598,72
TOT	40.160.384	17.840.000		

Tabella Apx 3. 11 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 17 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldata, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

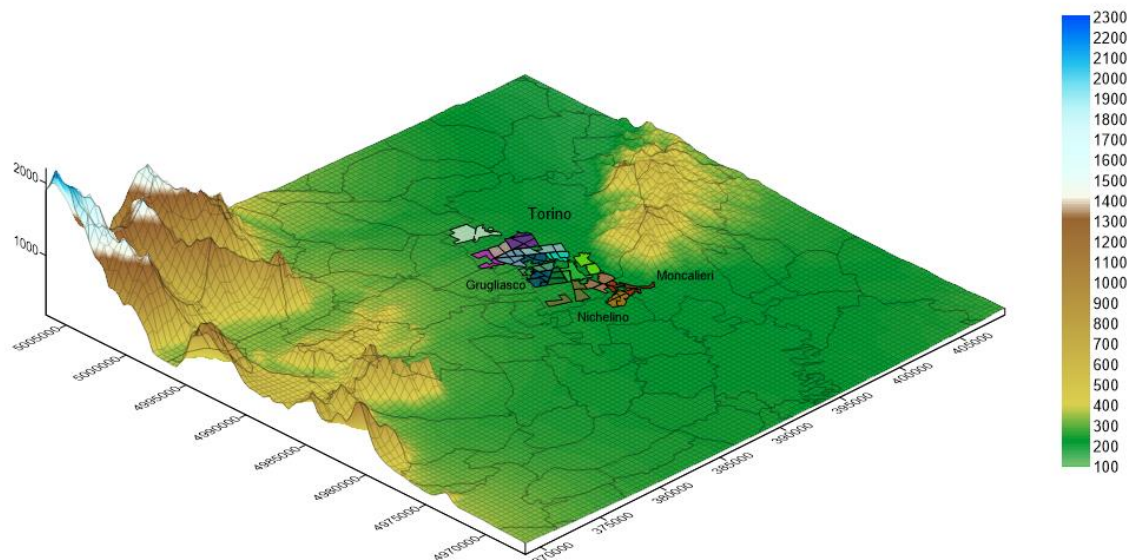


Figura Apx 3.61 - Localizzazione aree teleriscaldate I scenario - Vista 3D

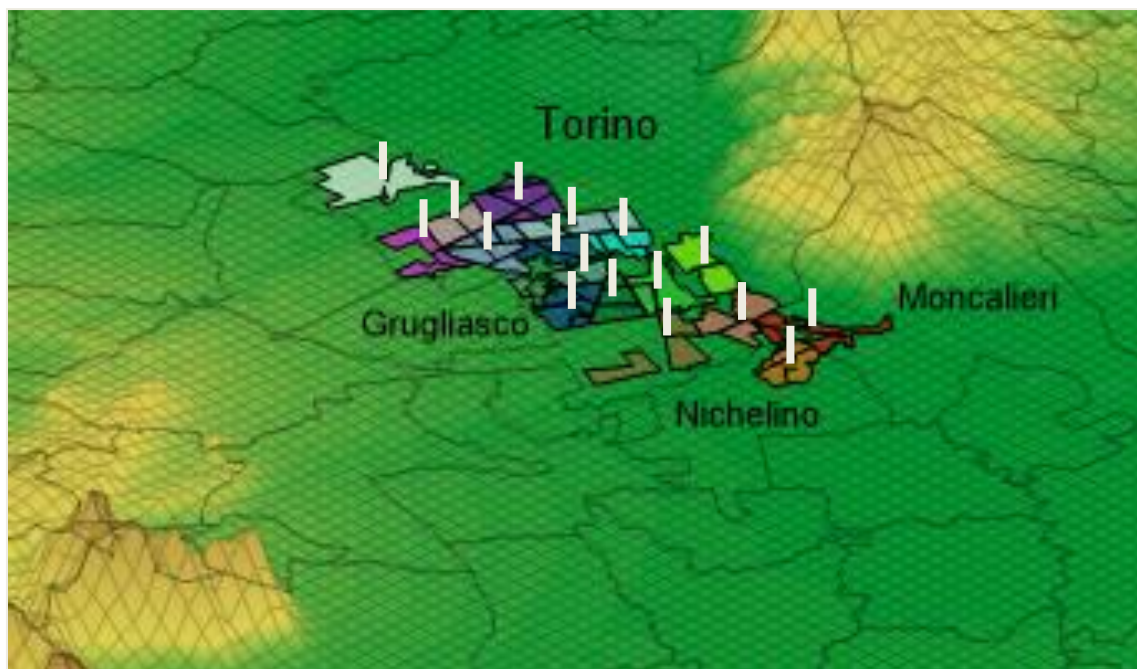


Figura Apx 3.62 - Localizzazione camini I scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	2,226	2,184	2,073	2,332	1,424	3,119	3,982	2,329	0,864
Febbraio	1,932	1,896	1,800	2,024	1,236	2,707	3,457	2,022	0,750
Marzo	1,470	1,442	1,369	1,540	0,941	2,060	2,630	1,538	0,570
Aprile	0,716	0,702	0,667	0,750	0,458	1,003	1,281	0,749	0,278
Maggio	0,043	0,088	0,038	0,097	0,040	0,160	0,248	0,027	0,011
Giugno	0,018	0,036	0,016	0,040	0,017	0,066	0,103	0,011	0,004
Luglio	0,015	0,030	0,013	0,033	0,014	0,055	0,085	0,009	0,004
Agosto	0,016	0,032	0,014	0,035	0,015	0,059	0,091	0,010	0,004
Settembre	0,031	0,063	0,028	0,070	0,029	0,116	0,180	0,019	0,008
Ottobre	0,599	0,588	0,558	0,628	0,383	0,840	1,072	0,627	0,233
Novembre	1,290	1,265	1,201	1,351	0,825	1,807	2,307	1,350	0,500
Dicembre	1,964	1,927	1,830	2,058	1,257	2,752	3,515	2,056	0,762
Media	0,860	0,854	0,801	0,913	0,553	1,229	1,579	0,896	0,332

Tabella 6.12 - Emissioni medie mensili sorgenti sostitutive del I Scenario – Prima parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17
Gennaio	0,260	2,817	0,662	2,430	2,619	1,471	1,859	0,966
Febbraio	0,226	2,445	0,574	2,110	2,274	1,277	1,613	0,838
Marzo	0,172	1,860	0,437	1,605	1,730	0,971	1,227	0,638
Aprile	0,084	0,906	0,213	0,782	0,842	0,473	0,598	0,311
Maggio	0,000	0,143	0,009	0,045	0,051	0,053	0,076	0,009
Giugno	0,000	0,059	0,004	0,018	0,021	0,022	0,031	0,004
Luglio	0,000	0,049	0,003	0,015	0,018	0,018	0,026	0,003
Agosto	0,000	0,052	0,003	0,016	0,019	0,020	0,028	0,003
Settembre	0,000	0,103	0,006	0,032	0,037	0,039	0,055	0,006
Ottobre	0,070	0,758	0,178	0,654	0,705	0,396	0,500	0,260
Novembre	0,151	1,632	0,383	1,408	1,518	0,852	1,077	0,560
Dicembre	0,229	2,486	0,584	2,145	2,312	1,298	1,640	0,852
Media	0,099	1,109	0,255	0,938	1,012	0,574	0,728	0,371

Tabella Apx 3.13 - Emissioni medie mensili sorgenti sostitutive del I Scenario - Secondo parte

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,3241	0,3180	0,3019	0,3395	0,2074	0,4541	0,5799	0,3391	0,1258
Febbraio	0,2813	0,2760	0,2620	0,2947	0,1800	0,3942	0,5033	0,2944	0,1092
Marzo	0,2140	0,2100	0,1994	0,2242	0,1370	0,2999	0,3830	0,2240	0,0831
Aprile	0,1042	0,1023	0,0971	0,1092	0,0667	0,1460	0,1865	0,1091	0,0404
Maggio	0,0062	0,0128	0,0055	0,0141	0,0058	0,0233	0,0362	0,0039	0,0016
Giugno	0,0026	0,0053	0,0023	0,0058	0,0024	0,0097	0,0150	0,0016	0,0007
Luglio	0,0021	0,0044	0,0019	0,0048	0,0020	0,0080	0,0123	0,0013	0,0005
Agosto	0,0023	0,0047	0,0020	0,0052	0,0021	0,0085	0,0132	0,0014	0,0006
Settembre	0,0045	0,0092	0,0040	0,0102	0,0042	0,0169	0,0262	0,0028	0,0011
Ottobre	0,0872	0,0856	0,0813	0,0914	0,0558	0,1223	0,1561	0,0913	0,0339
Novembre	0,1878	0,1842	0,1749	0,1967	0,1202	0,2631	0,3360	0,1965	0,0729
Dicembre	0,2860	0,2806	0,2664	0,2996	0,1830	0,4008	0,5117	0,2993	0,1110
Media	0,1252	0,1244	0,1166	0,1330	0,0806	0,1789	0,2299	0,1304	0,0484

Tabella Apx 3.14 - Emissioni medie mensili sorgenti sostitutive del I Scenario – Prima parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17
Gennaio	0,0378	0,4101	0,0963	0,3539	0,3814	0,2142	0,2706	0,1406
Febbraio	0,0328	0,3560	0,0836	0,3072	0,3311	0,1859	0,2349	0,1221
Marzo	0,0250	0,2709	0,0636	0,2337	0,2519	0,1414	0,1787	0,0929
Aprile	0,0122	0,1319	0,0310	0,1138	0,1227	0,0689	0,0870	0,0452
Maggio	0,0001	0,0208	0,0013	0,0065	0,0075	0,0078	0,0111	0,0013
Giugno	0,0000	0,0086	0,0005	0,0027	0,0031	0,0032	0,0046	0,0005
Luglio	0,0000	0,0071	0,0004	0,0022	0,0026	0,0027	0,0038	0,0004
Agosto	0,0000	0,0076	0,0005	0,0024	0,0027	0,0028	0,0040	0,0005
Settembre	0,0000	0,0151	0,0009	0,0047	0,0054	0,0056	0,0080	0,0009
Ottobre	0,0102	0,1104	0,0259	0,0953	0,1027	0,0577	0,0729	0,0379
Novembre	0,0219	0,2376	0,0558	0,2050	0,2210	0,1241	0,1568	0,0815
Dicembre	0,0334	0,3620	0,0850	0,3123	0,3366	0,1890	0,2388	0,1241
Media	0,0145	0,1615	0,0371	0,1366	0,1474	0,0836	0,1059	0,0540

Tabella Apx 3.15 - Emissioni medie mensili sorgenti sostitutive del I Scenario - Secondo parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione in cui si annoverano i Camini dei comuni di Beinasco, Collegno e Grugliasco.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, la Volumetria edilizia (m^3) relativa al camino equivalente, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K) e il diametro del camino.

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m^2	m
1	30	10	413,15	20,8	5,144
2	30	10	413,15	24,0	5,532
3	30	10	413,15	24,2	5,556
4	30	10	413,15	19,3	4,957
5	30	10	413,15	22,1	5,308
6	30	10	413,15	23,1	5,425
7	30	10	413,15	25,2	5,660
8	30	10	413,15	38,0	6,952
9	30	10	413,15	17,0	4,657
10	30	10	413,15	9,3	3,434
11	30	10	413,15	30,2	6,199
12	30	10	413,15	15,0	4,368
13	30	10	413,15	45,2	7,584
14	30	10	413,15	27,4	5,909
15	30	10	413,15	22,5	5,358
16	30	10	413,15	15,4	4,429
17	30	10	413,15	16,5	4,589

Tabella Apx 3.16 - Parametri fisici dei camini – I Scenario 2014

Per generare i fogli di output, Aermoc ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.11.1 Risultati medi annui di ricaduta al suolo di NOx – 2014

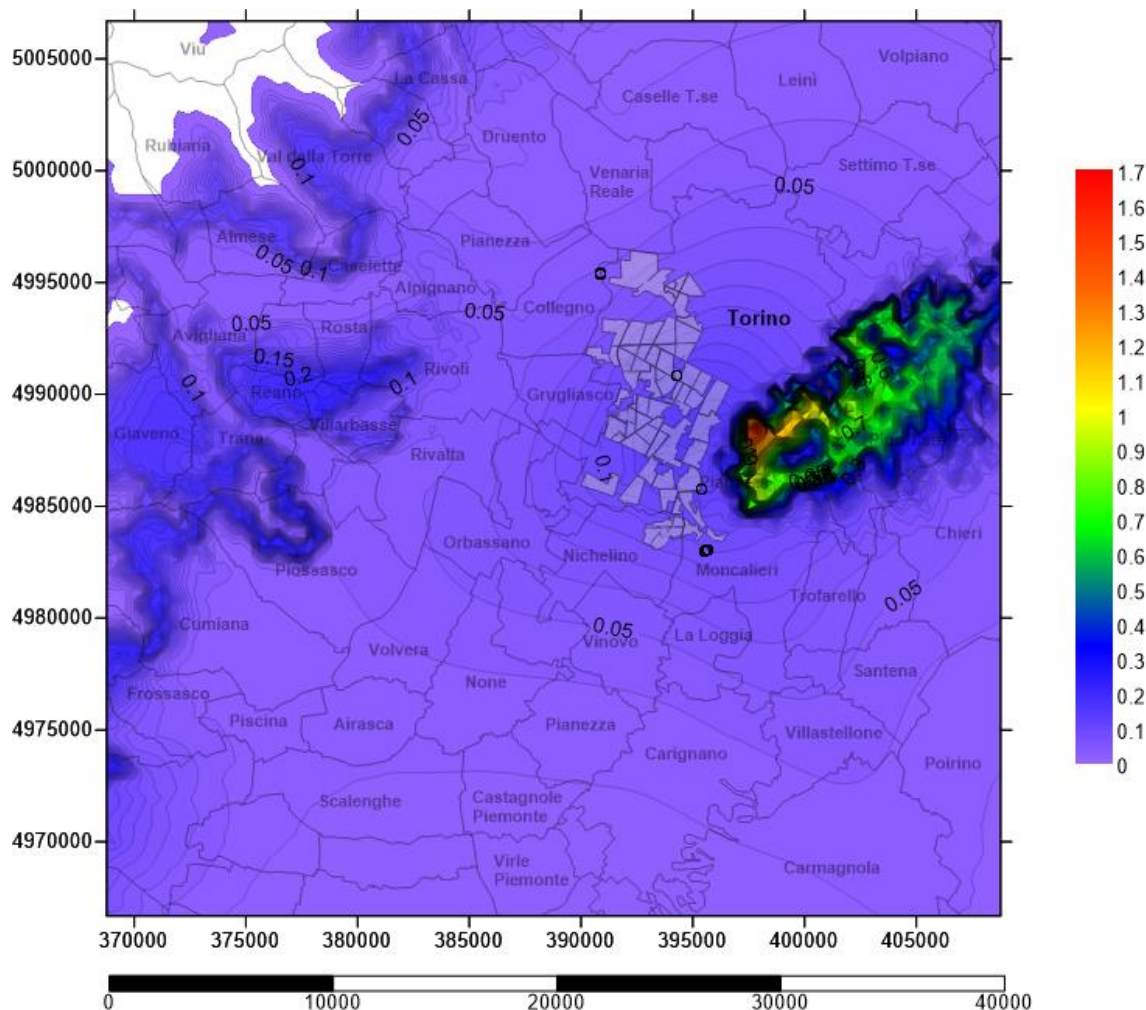


Figura Apx 3.63 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

La carta di concentrazione su base annua relativa alle emissioni delle caldaie sostituite, appartenenti al I Scenario di cogenerazione, riporta valori massimi in corrispondenza della collina torinese a partire già dalla base della stessa e non solo sulle creste come per le emissioni prodotte dalle centrali cogenerative. Data la quota di emissione dei camini, gli archi collinari e montuosi che delimitano la piana alluvionale centrale, fanno da barriera fisica. I valori massimi delle concentrazioni sfiorano gli $1,70 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.11.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2014

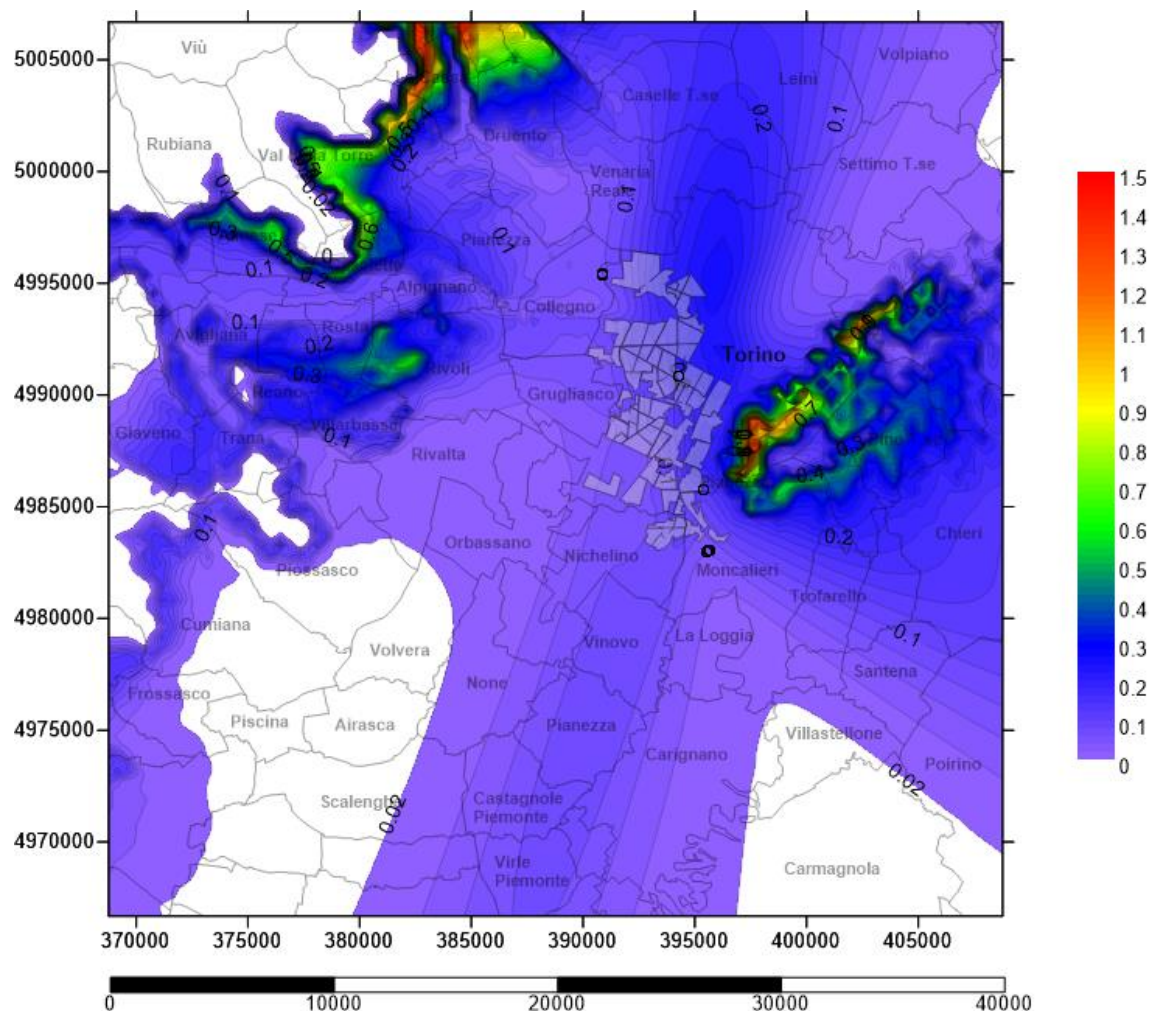


Figura Apx 3.64 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2014
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2014 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sull'imbocco delle Valli di Lanzo e sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $1,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori massimi delle concentrazioni, sono lievemente diminuiti rispetto alle medie annue. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.11.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2014

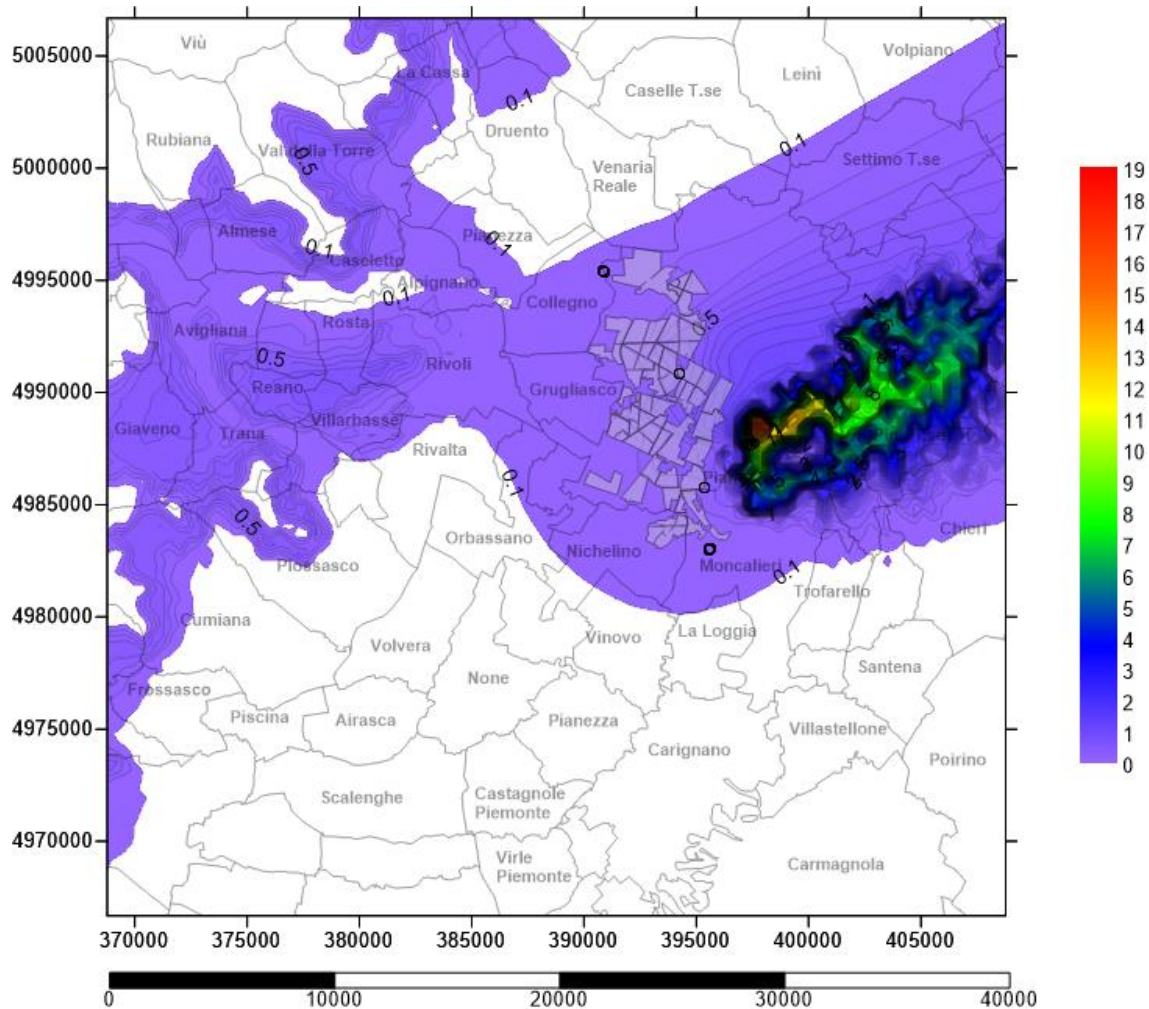


Figura Apx 3.65 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2014
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2014 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $19 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $2 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori massimi delle concentrazioni, sono di un ordine superiore rispetto a quelli registrati il 26 dicembre 2014. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.11.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2014

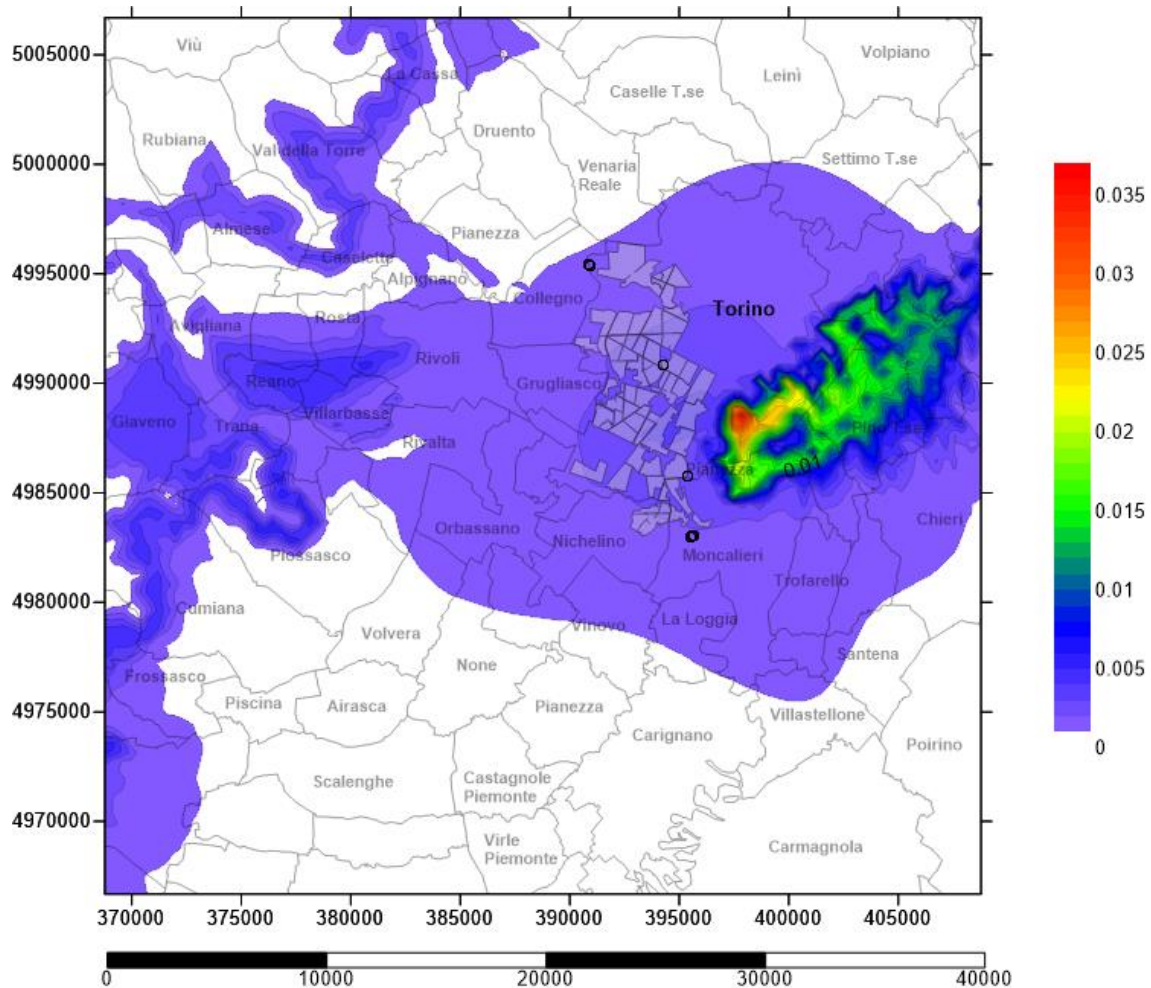


Figura Apx 3.66 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2014, in media, le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo si sono riscontrate su buona parte della collina torinese a partire dalle quote più pianeggianti, alcune tracce di particolato nei pressi della piana urbanizzata della prima cintura del Comune di Torino, sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa.

Il valore maggiore non supera 0,038 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.11.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2014

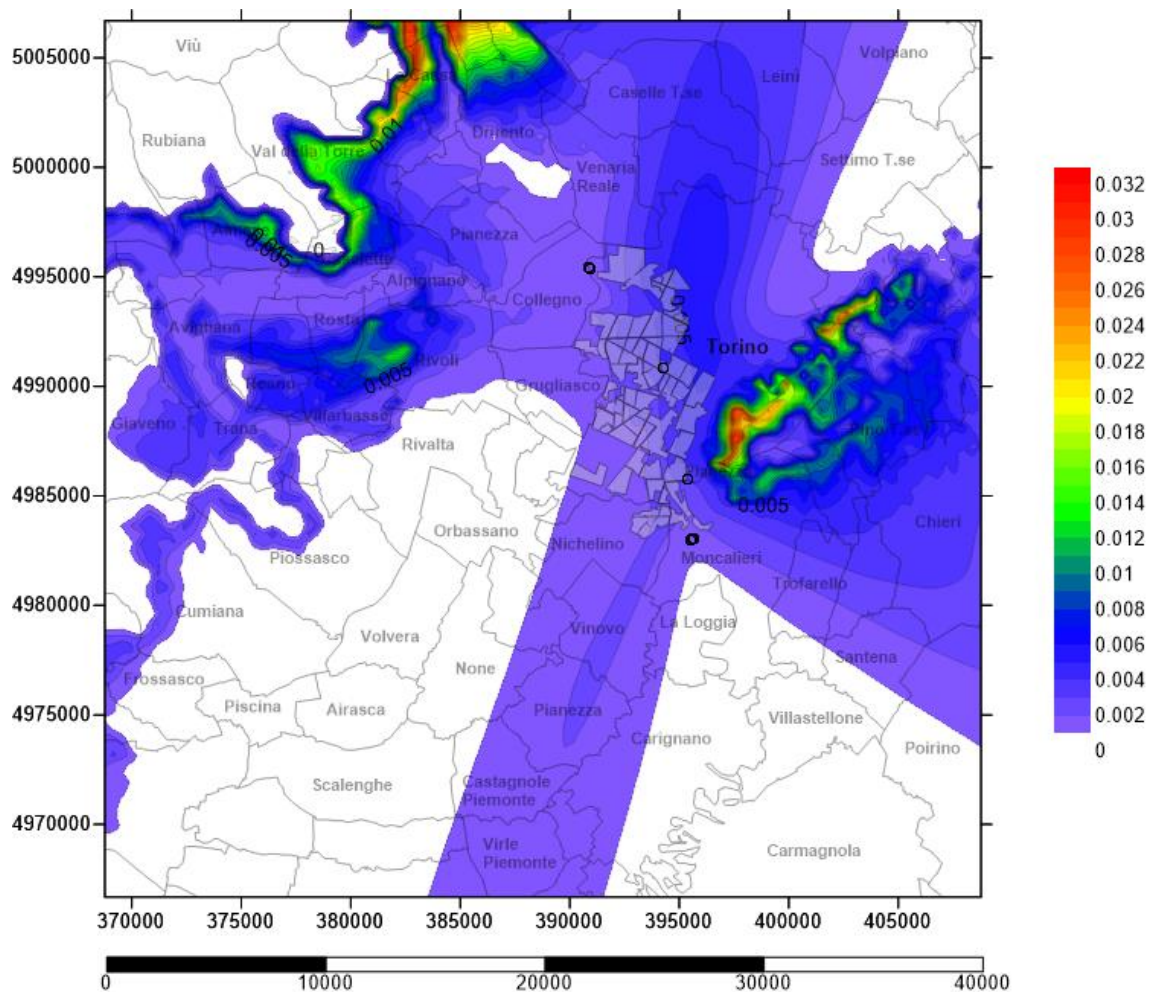


Figura Apx 3.67 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2014
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Il 26 Dicembre 2014 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,033 µg/m³ sulle quote massime. Nei pressi degli impianti si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,005 µg/m³. L'incidenza del particolato si espande inoltre sulla direttrice che da nord-nord-est si congiunge a sud interessando tutta l'area urbanizzata ivi compresa. Da notare che la dispersione dell'inquinante non si limita solo a concentrarsi sulle vette collinari o montane, ma interessa già le prime quote a ridosso dell'area pedemontana. Linee iso-concentrazioni con passo 0.001 µg/m³.

A.3.11.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2014

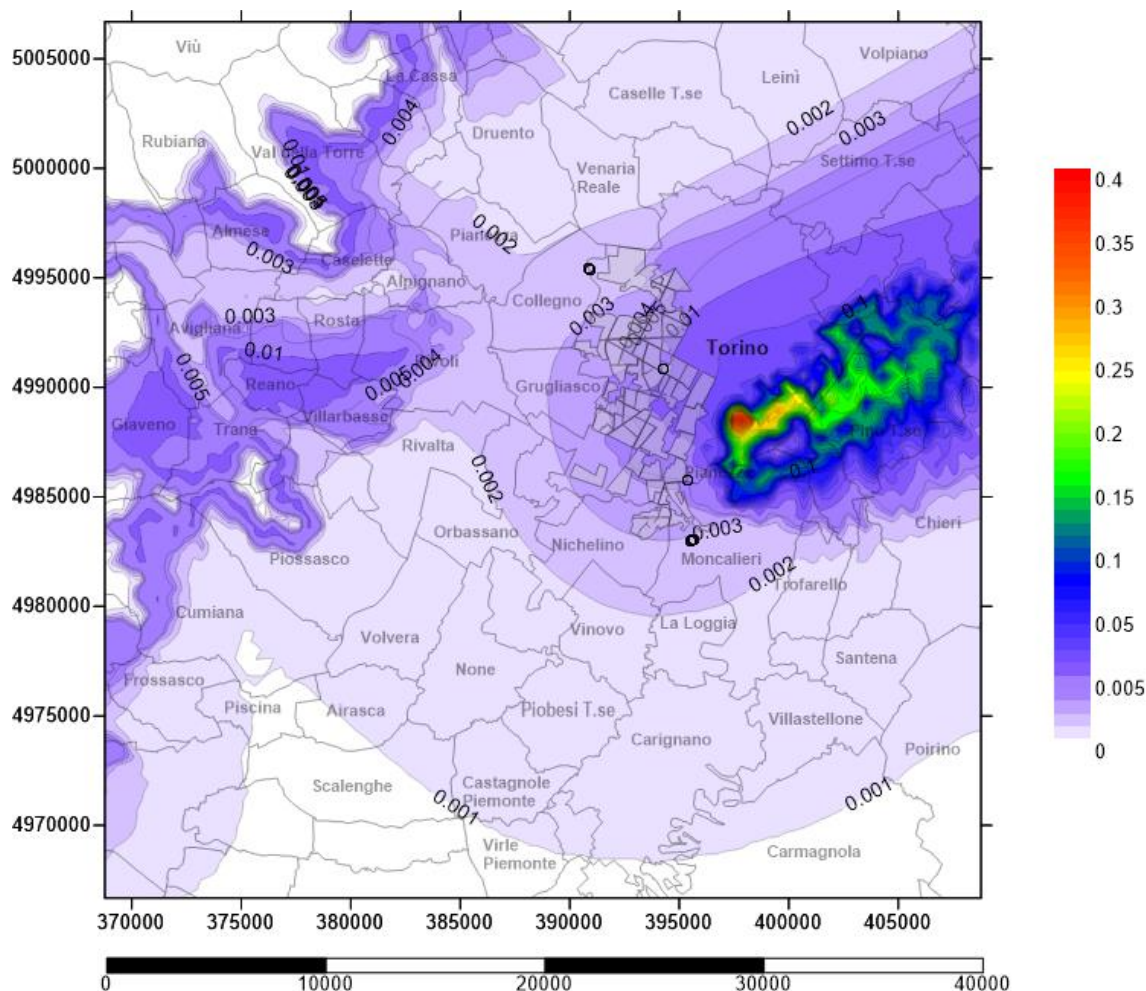


Figura Apx 3.68 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2014
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2014 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,4 µg/m³. Nei pressi dell'impianto di Torino Nord e Moncalieri si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,004 µg/m³. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di 0,01 µg/m³. Si è scelto di dettagliare maggiormente fino alla isoconcentrazione 0,005 con passo 0,001 µg/m³ e poi da 0,01 in avanti con passo 0,01 µg/m³.

A3.12 Dati emissivi per il II° scenario di TLR - 2015

Poiché il II scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste nel “densificare” le utenze già teleriscaldate nel 2014, non vi sono nuovi camini equivalenti, ovviamente le volumetrie complessivamente cambiano.

1

Localizzazione camini

Complessivamente nel 2015 vi è un totale di 1,5 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento per un totale di 59,50 Mln m³. Si è aumentato in maniera proporzionale sia le utenze che fanno uso del servizio per 7 mesi, cioè solo per il riscaldamento, sia per le utenze che utilizzano il teleriscaldamento in modo promiscuo (uso sanitario e riscaldamento).

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.227.263	700.227	392.255,87	4.986.136,48
2	2.439.753	1.430.514	394.140,30	4.985.947,61
3	3.036.372	621.449	392.967,19	4.988.233,88
4	2.551.129	1.582.468	392.228,06	4.988.698,60
5	1.862.175	656.110	393.171,26	4.989.360,01
6	2.921.912	2.618.374	393.957,99	4.987.844,09
7	3.033.134	4.057.282	395.445,62	4.988.221,78
8	3.669.597	434.011	394.625,50	4.989.860,85
9	1.344.373	177.601	393.454,29	4.990.498,33
10	449.972	6.814	391.340,68	4.992.263,68
11	2.666.183	2.336.904	392.516,37	4.991.571,20
12	1.020.200	145.830	392.673,70	4.992.727,21
13	3.558.760	729.407	394.391,58	4.992.432,93
14	3.784.073	838.798	394.732,99	4.990.881,03
15	1.733.080	871.553	393.083,73	4.995.086,54
16	2.054.551	1.239.931	394.959,93	4.984.843,20
17	1.557.857	142.726	393.615,08	4.983.832,94
18	-	-	395.982,87	4.989.815,68
19	-	-	394.481,33	4.994.598,72
TOT	40.910.384	18.590.000		

Tabella Apx 3.17 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 17 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldata, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

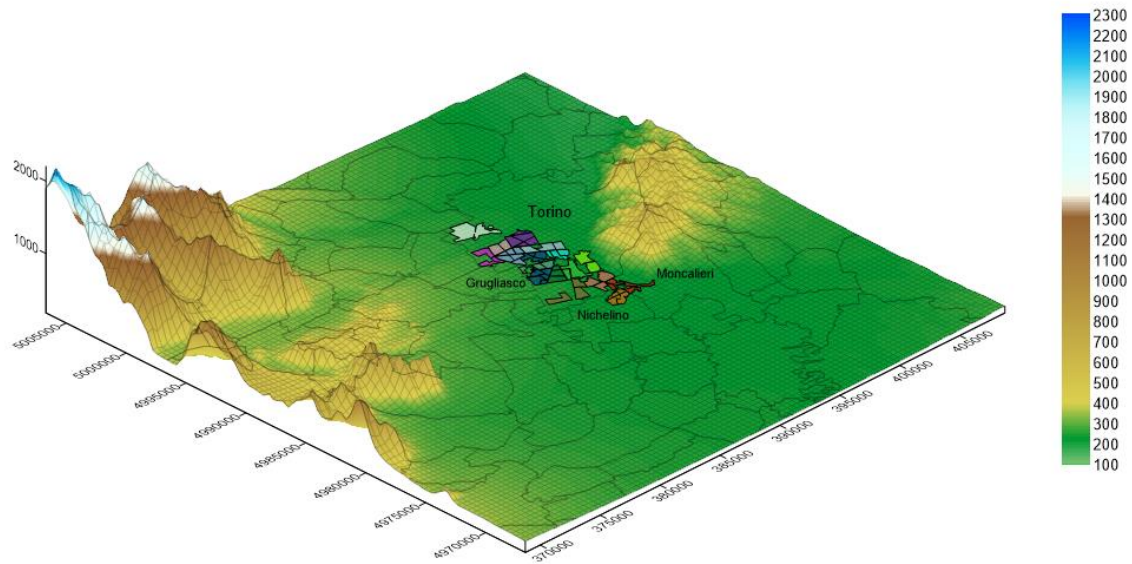


Figura Apx 3.69 - Localizzazione aree teleriscaldate II scenario - Vista 3D

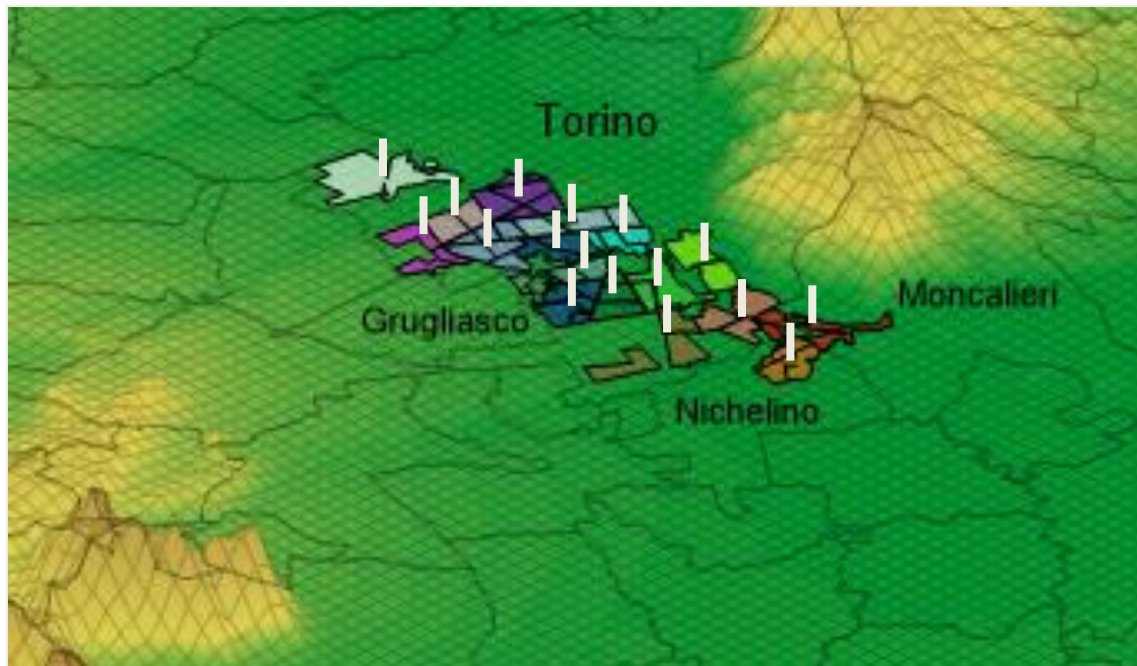


Figura Apx 3.70 - Localizzazione camini II scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	2,276	2,243	2,120	2,396	1,460	3,211	4,109	2,378	0,882
Febbraio	1,976	1,947	1,840	2,080	1,267	2,787	3,567	2,064	0,766
Marzo	1,503	1,481	1,400	1,582	0,964	2,121	2,714	1,571	0,583
Aprile	0,732	0,721	0,682	0,771	0,469	1,033	1,322	0,765	0,284
Maggio	0,045	0,091	0,040	0,101	0,042	0,167	0,259	0,028	0,011
Giugno	0,018	0,038	0,016	0,042	0,017	0,069	0,107	0,011	0,005
Luglio	0,015	0,031	0,014	0,034	0,014	0,057	0,088	0,009	0,004
Agosto	0,016	0,033	0,015	0,037	0,015	0,061	0,095	0,010	0,004
Settembre	0,032	0,066	0,029	0,073	0,030	0,121	0,187	0,020	0,008
Ottobre	0,613	0,604	0,571	0,645	0,393	0,864	1,106	0,640	0,237
Novembre	1,319	1,300	1,228	1,388	0,846	1,861	2,381	1,378	0,511
Dicembre	2,009	1,980	1,871	2,114	1,288	2,834	3,627	2,099	0,778
Media	0,880	0,878	0,819	0,939	0,567	1,265	1,630	0,915	0,339

Tabella Apx 3.18 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del II Scenario - I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17
Gennaio	0,265	2,900	0,676	2,485	2,679	1,510	1,909	0,986
Febbraio	0,230	2,517	0,587	2,157	2,326	1,310	1,657	0,856
Marzo	0,175	1,915	0,446	1,641	1,769	0,997	1,261	0,651
Aprile	0,085	0,933	0,217	0,799	0,862	0,486	0,614	0,317
Maggio	0,000	0,149	0,009	0,047	0,054	0,056	0,079	0,009
Giugno	0,000	0,062	0,004	0,019	0,022	0,023	0,033	0,004
Luglio	0,000	0,051	0,003	0,016	0,018	0,019	0,027	0,003
Agosto	0,000	0,055	0,003	0,017	0,020	0,020	0,029	0,003
Settembre	0,000	0,108	0,007	0,034	0,039	0,040	0,057	0,007
Ottobre	0,071	0,781	0,182	0,669	0,721	0,406	0,514	0,265
Novembre	0,153	1,680	0,392	1,440	1,552	0,875	1,106	0,571
Dicembre	0,234	2,559	0,596	2,193	2,365	1,332	1,685	0,870
Media	0,101	1,142	0,260	0,960	1,036	0,589	0,748	0,378

Tabella Apx 3.19 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del II Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,3314	0,3266	0,3087	0,3488	0,2125	0,4675	0,5984	0,3463	0,1284
Febbraio	0,2877	0,2835	0,2679	0,3028	0,1845	0,4058	0,5194	0,3006	0,1115
Marzo	0,2189	0,2157	0,2039	0,2304	0,1404	0,3088	0,3952	0,2287	0,0848
Aprile	0,1066	0,1050	0,0993	0,1122	0,0683	0,1504	0,1924	0,1114	0,0413
Maggio	0,0065	0,0133	0,0058	0,0147	0,0061	0,0243	0,0377	0,0040	0,0016
Giugno	0,0027	0,0055	0,0024	0,0061	0,0025	0,0101	0,0156	0,0017	0,0007
Luglio	0,0022	0,0045	0,0020	0,0050	0,0021	0,0083	0,0129	0,0014	0,0006
Agosto	0,0024	0,0049	0,0021	0,0054	0,0022	0,0089	0,0138	0,0015	0,0006
Settembre	0,0047	0,0096	0,0042	0,0106	0,0044	0,0176	0,0273	0,0029	0,0012
Ottobre	0,0892	0,0879	0,0831	0,0939	0,0572	0,1259	0,1611	0,0932	0,0346
Novembre	0,1920	0,1892	0,1789	0,2021	0,1231	0,2709	0,3467	0,2007	0,0744
Dicembre	0,2925	0,2882	0,2724	0,3079	0,1876	0,4126	0,5281	0,3056	0,1134
Media	0,1281	0,1278	0,1192	0,1367	0,0826	0,1843	0,2374	0,1332	0,0494

Tabella Apx 3.20 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del II Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17
Gennaio	0,0385	0,4222	0,0984	0,3619	0,3901	0,2198	0,2780	0,1435
Febbraio	0,0335	0,3665	0,0854	0,3141	0,3386	0,1908	0,2413	0,1246
Marzo	0,0255	0,2788	0,0650	0,2390	0,2577	0,1452	0,1836	0,0948
Aprile	0,0124	0,1358	0,0316	0,1164	0,1255	0,0707	0,0894	0,0462
Maggio	0,0001	0,0217	0,0014	0,0068	0,0078	0,0081	0,0115	0,0013
Giugno	0,0000	0,0090	0,0006	0,0028	0,0032	0,0033	0,0048	0,0005
Luglio	0,0000	0,0074	0,0005	0,0023	0,0027	0,0028	0,0039	0,0005
Agosto	0,0000	0,0079	0,0005	0,0025	0,0029	0,0030	0,0042	0,0005
Settembre	0,0000	0,0157	0,0010	0,0049	0,0056	0,0059	0,0083	0,0010
Ottobre	0,0104	0,1137	0,0265	0,0974	0,1050	0,0592	0,0748	0,0386
Novembre	0,0223	0,2446	0,0570	0,2097	0,2260	0,1274	0,1611	0,0832
Dicembre	0,0340	0,3726	0,0868	0,3194	0,3443	0,1940	0,2454	0,1267
Media	0,0147	0,1663	0,0379	0,1398	0,1508	0,0858	0,1089	0,0551

Tabella Apx 3.21 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del II Scenario - II parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del Il scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2015.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	21,2	5,199
2	30	10	413,15	24,5	5,588
3	30	10	413,15	24,7	5,612
4	30	10	413,15	19,7	5,014
5	30	10	413,15	22,6	5,361
6	30	10	413,15	23,6	5,486
7	30	10	413,15	25,7	5,721
8	30	10	413,15	38,7	7,020
9	30	10	413,15	17,4	4,704
10	30	10	413,15	9,5	3,471
11	30	10	413,15	30,8	6,266
12	30	10	413,15	15,3	4,413
13	30	10	413,15	46,1	7,659
14	30	10	413,15	28,0	5,972
15	30	10	413,15	23,2	5,440
16	30	10	413,15	15,7	4,476
17	30	10	413,15	16,9	4,635

Tabella Apx 3.22 - Parametri fisici dei camini – Il Scenario 2015

Per generare i fogli di output, Aermod ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.12.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2015

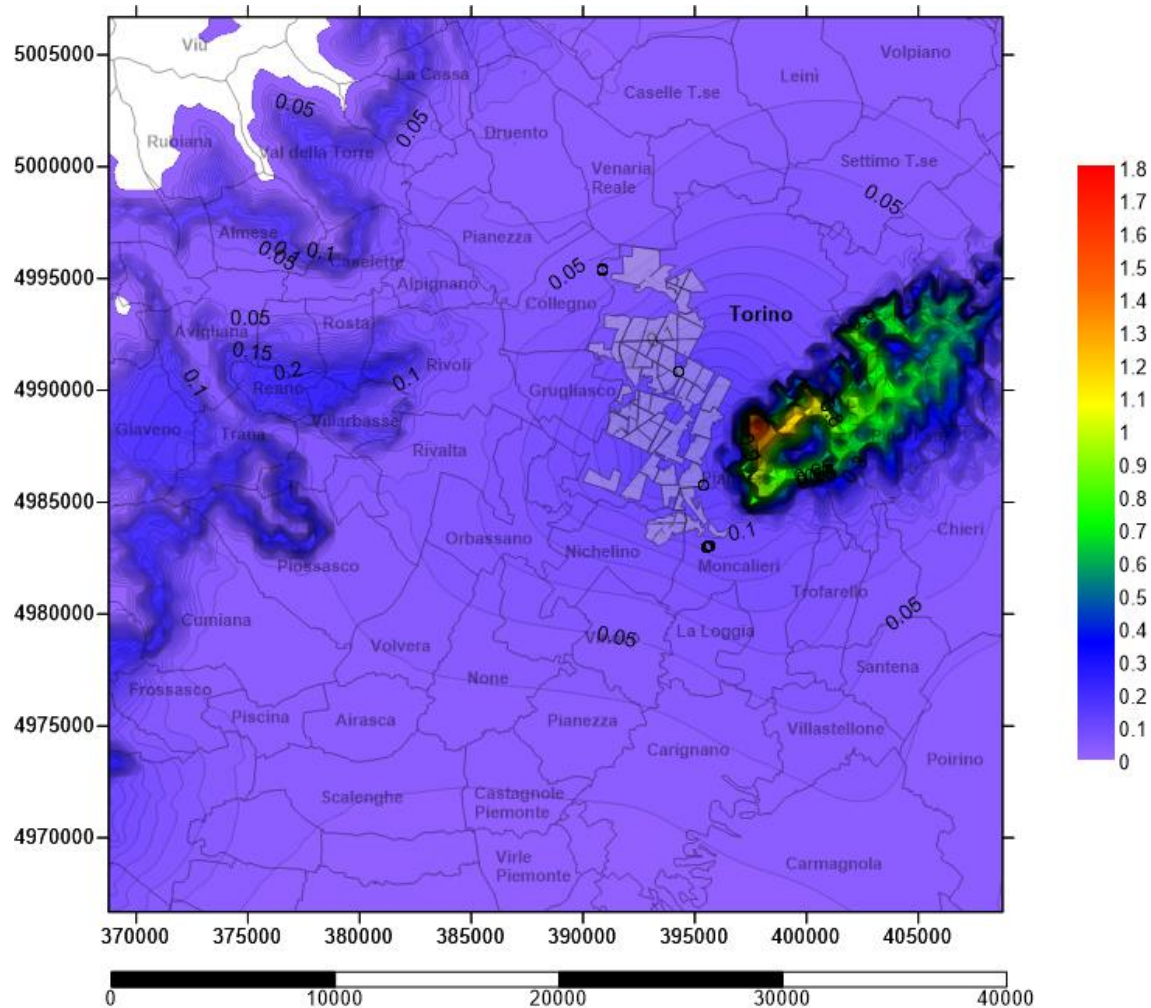


Figura Apx 3.71 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2015, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate su buona parte della collina torinese e qualche traccia sul Monte San Giorgio e anche nel versante nord della bassa val Susa come già notato per il 2014 ma è da notare il massimo delle concentrazioni, che aumenta di $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ arrivando al picco di $1,8 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Le iso-concentrazioni si muovono con passo $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.12.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2015

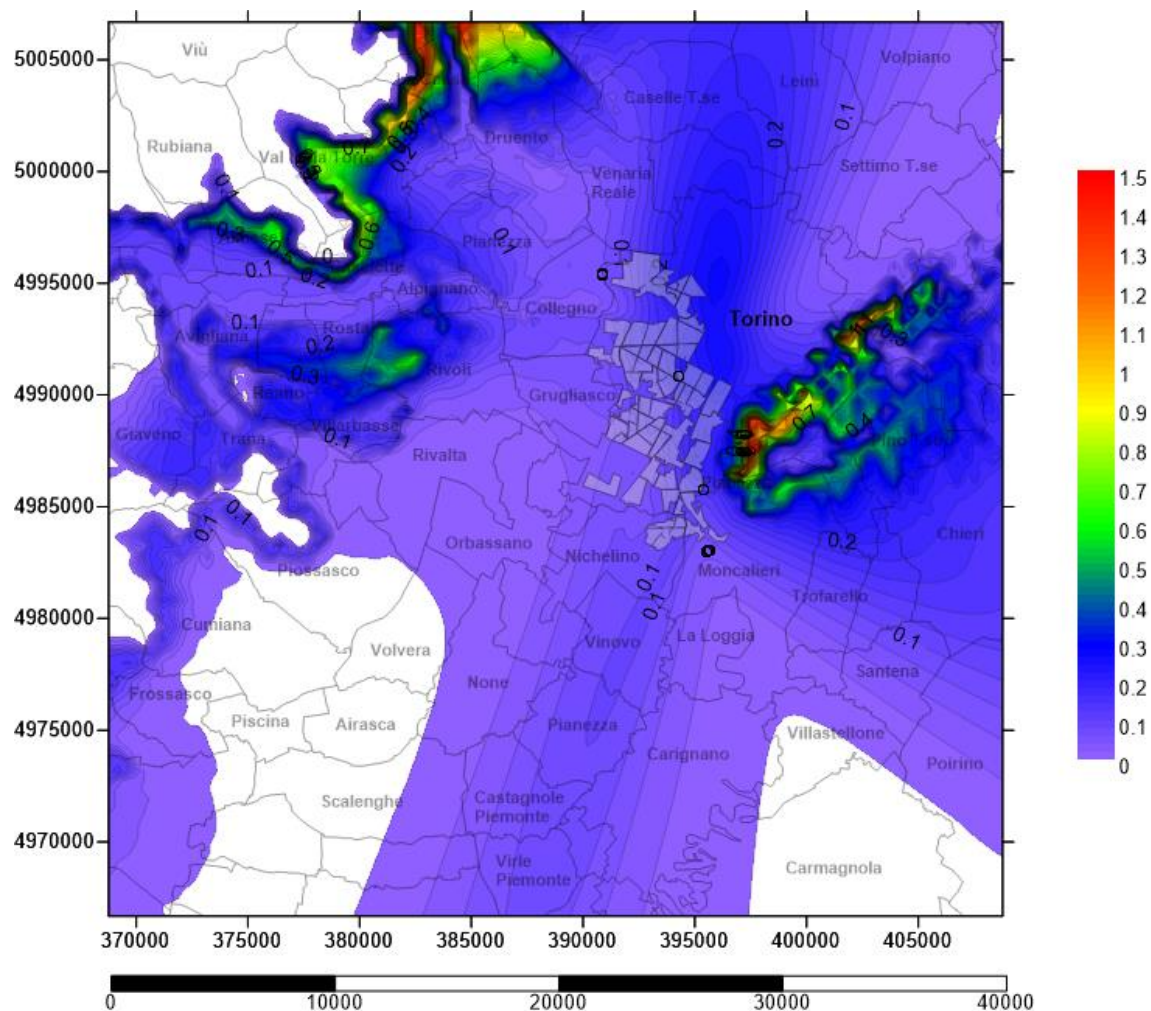


Figura Apx 3.72 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2015
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2015 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente nel versante ovest delle Valli di Lanzo e sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $1,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Nei pressi dei quartieri serviti dal teleriscaldamento si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $0,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori delle concentrazioni, sono aumentati leggermente rispetto il 26 dicembre 2014, soprattutto nella zona pianeggiante che circonda la collina. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.12.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2015

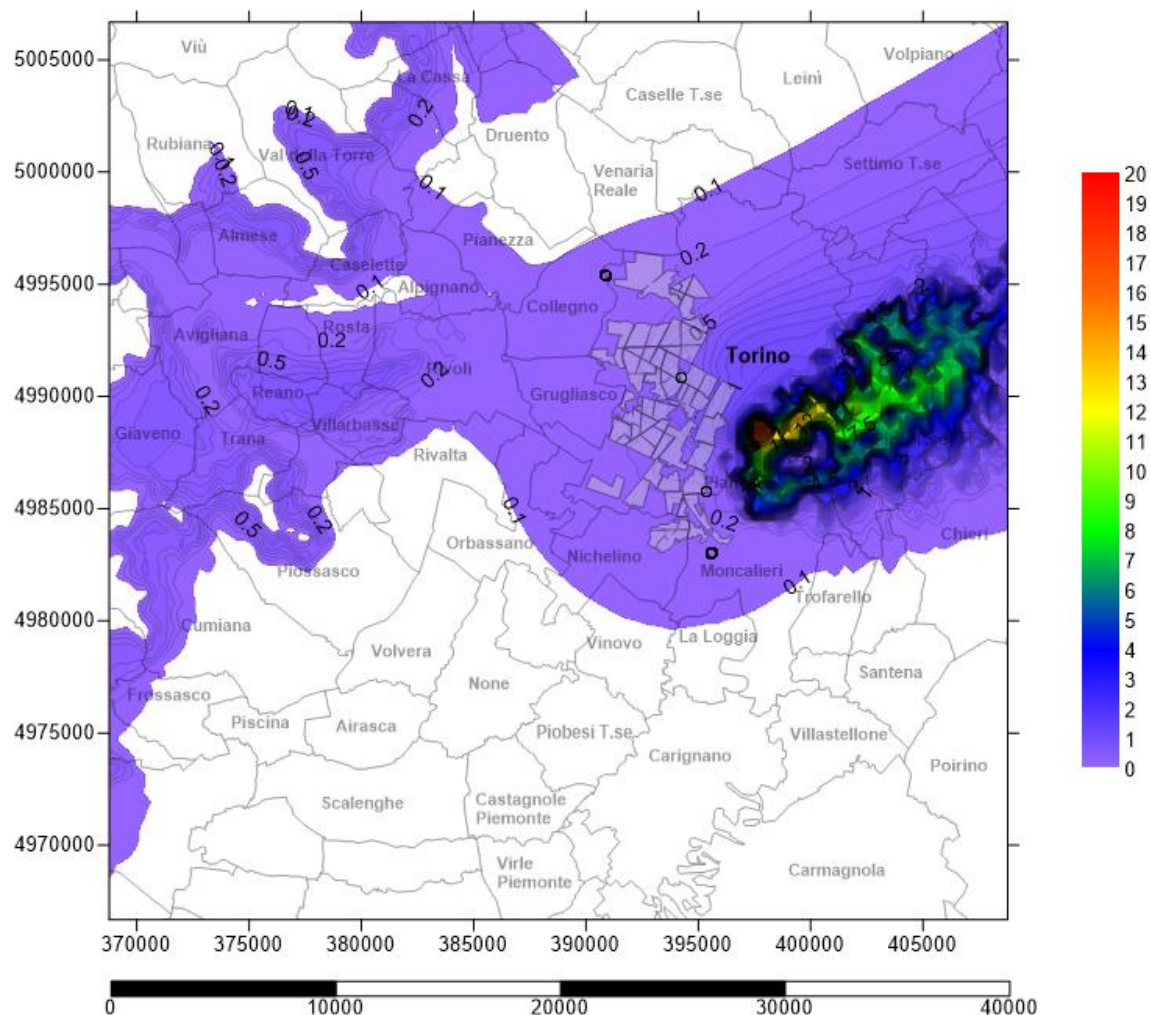


Figura Apx 3.73 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2015
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2015 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che superano i $20,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori massimi delle concentrazioni, sono leggermente aumentati rispetto a quelli registrati il 03 Gennaio 2014. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.12.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM_{10} – 2015

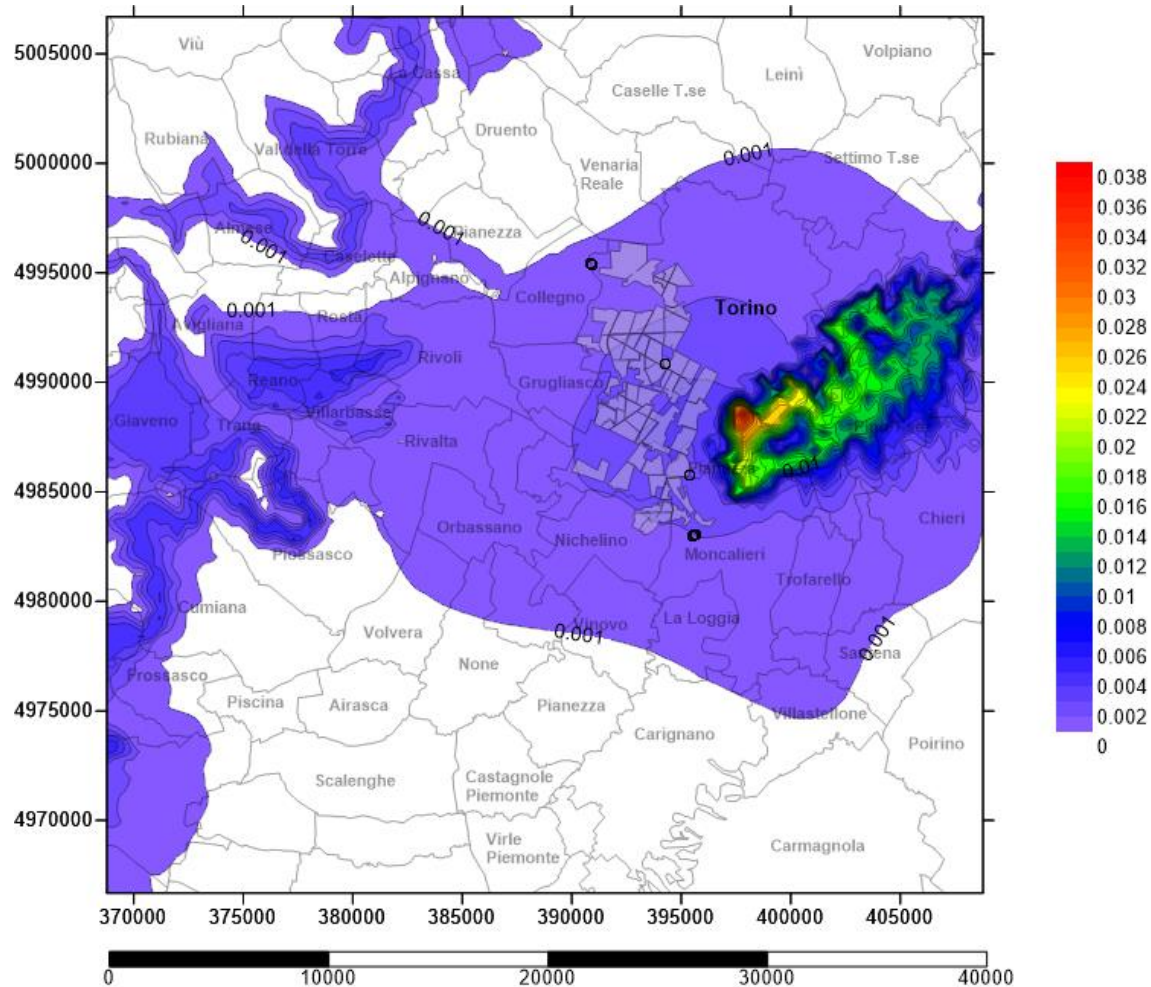


Figura apx 3.74 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM_{10} – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu g/m^3$]

Nell'arco dell'anno 2015, in media, le massime concentrazioni di PM_{10} registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa e sul Monte San Giorgio.

Da notare l'ordine di grandezza delle concentrazioni, che non supera 0,04 $\mu g/m^3$.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu g/m^3$.

A.3.12.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2015

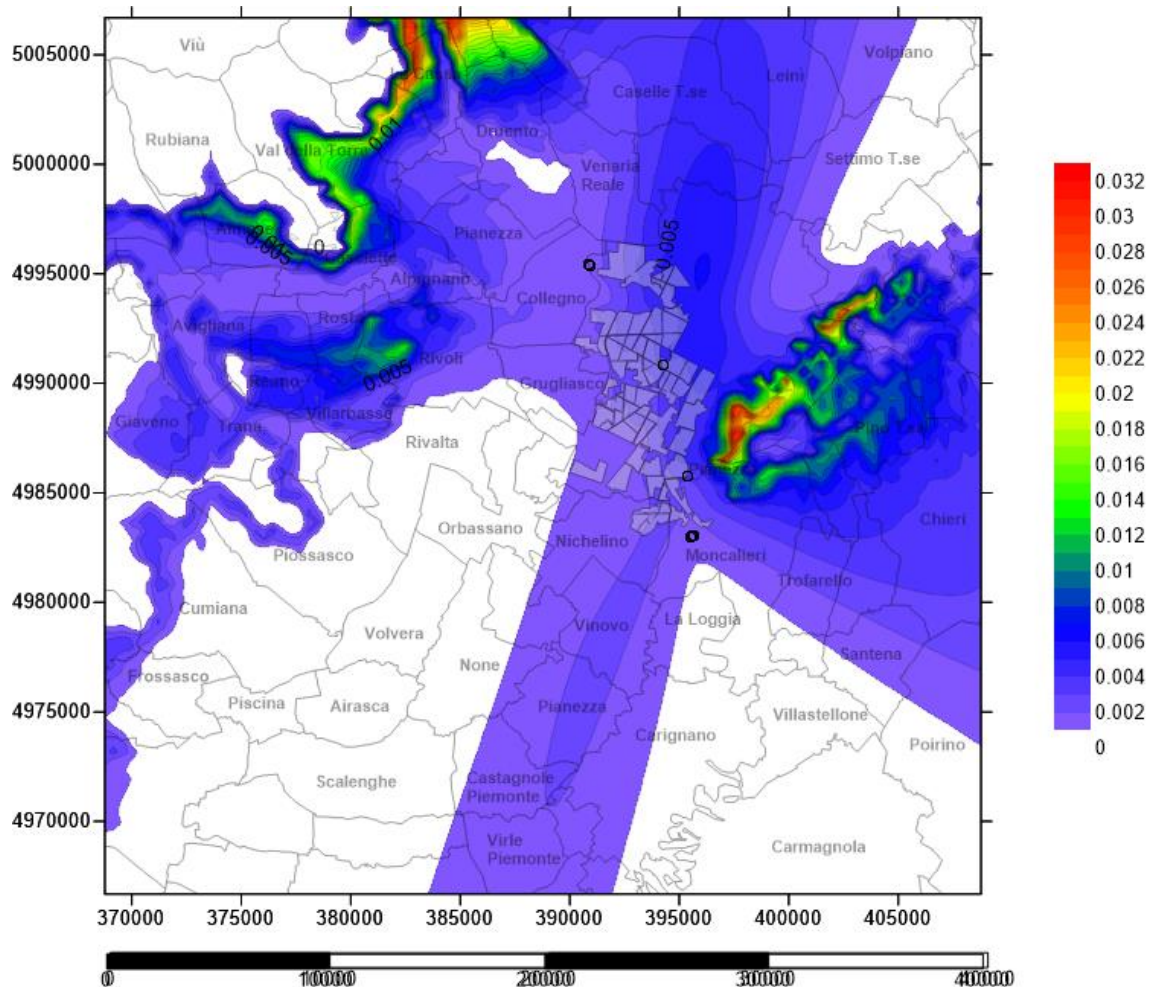


Figura Apx 3.75 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2015
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2015 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese e nelle Valli di Lanzo, con punte massime che sfiorano i 0,032 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Nei pressi dei quartieri teleriscaldati si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,005 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

I valori massimi delle concentrazioni, sono aumentati lievemente rispetto al 2014 e soprattutto nelle aree pianeggianti si sono ampliate le zone interessate dalla presenza di particolato. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.12.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2015

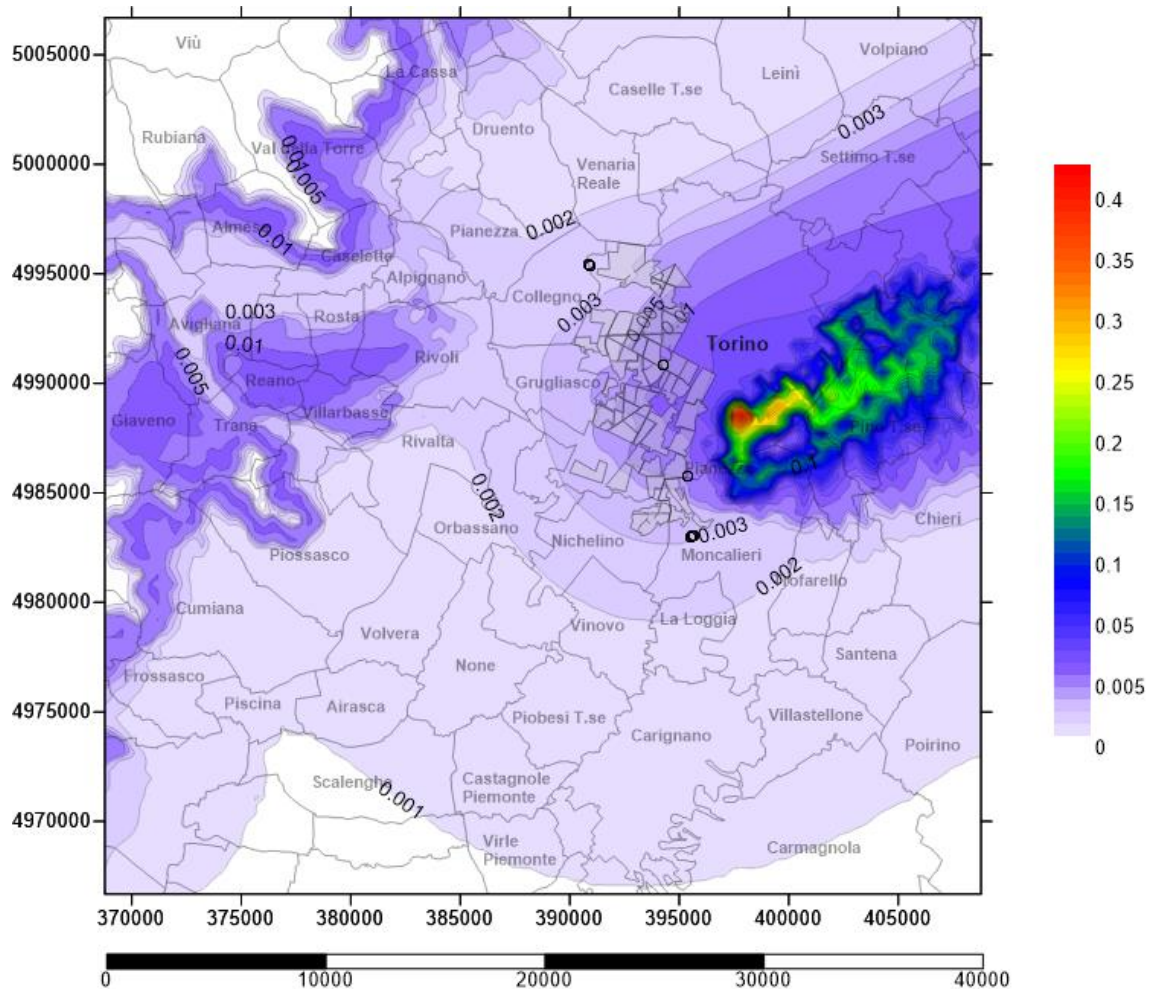


Figura Apx 3.76 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2015
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2015 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,45 µg/m³ come già registrato nel 2014. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di 0,01 µg/m³. Nelle prime iso-concentrazione, così come fatto per il 2014 al fine di aumentare il dettaglio delle basse concentrazioni, fino al valore 0,005 µg/m³ si è utilizzato un gap di 0,001 µg/m³ mentre dopo l'iso-concentrazione 0,01 le iso-concentrazioni cambiano colore ogni 0,01 µg/m³.

A3.13 Dati emissivi per il III° scenario di TLR - 2016

Il III scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste da un lato nel “densificare” le utenze già teleriscaldate nel 2015 e dall’altro ampliare in nuovi quartieri il teleriscaldamento a Torino nord per cui si introdurrà una nuova sorgente vicino alla centrale CHP di Torino nord.

1

Localizzazione camini

Complessivamente nel 2016 vi è un totale di 1,5 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento: 0,5 Mln m³ portano a saturazione l’attuale rete di teleriscaldamento mentre 1,0 Mln m³ di utenze sono ex-novo dislocate nella zona di Torino nord per un totale di 61,00 Mln m³. Si è aumentato in maniera proporzionale sia le utenze che fanno uso del servizio per 7 mesi, cioè solo per il riscaldamento, sia per le utenze che utilizzano il teleriscaldamento in modo promiscuo (uso sanitario e TLR).

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.246.984	709.643	392.255,87	4.986.136,48
2	2.454.663	1.449.752	394.140,30	4.985.947,61
3	3.054.927	629.807	392.967,19	4.988.233,88
4	2.566.719	1.603.750	392.228,06	4.988.698,60
5	1.873.554	664.933	393.171,26	4.989.360,01
6	2.939.767	2.653.586	393.957,99	4.987.844,09
7	3.051.669	4.111.845	395.445,62	4.988.221,78
8	3.692.021	439.848	394.625,50	4.989.860,85
9	1.352.588	179.989	393.454,29	4.990.498,33
10	452.722	6.905	391.340,68	4.992.263,68
11	2.682.476	2.368.331	392.516,37	4.991.571,20
12	1.026.434	147.791	392.673,70	4.992.727,21
13	3.580.507	739.216	394.391,58	4.992.432,93
14	3.807.198	850.079	394.732,99	4.990.881,03
15	1.743.671	883.273	393.083,73	4.995.086,54
16	2.067.106	1.256.606	394.959,93	4.984.843,20
17	1.567.377	144.646	393.615,08	4.983.832,94
18	-	-	395.982,87	4.989.815,68
19	500.000	500.000	394.481,33	4.994.598,72
TOT	41.660.384	19.340.000		

Tabella Apx 3.23 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 18 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldada, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

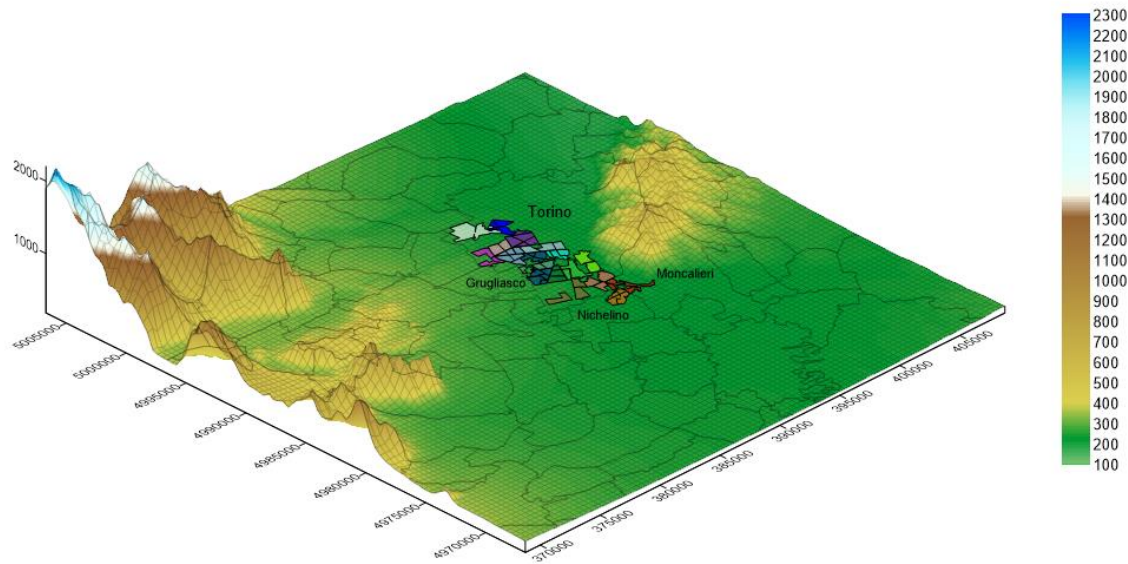


Figura Apx 3.77 - Localizzazione aree teleriscaldade III scenario - Vista 3D

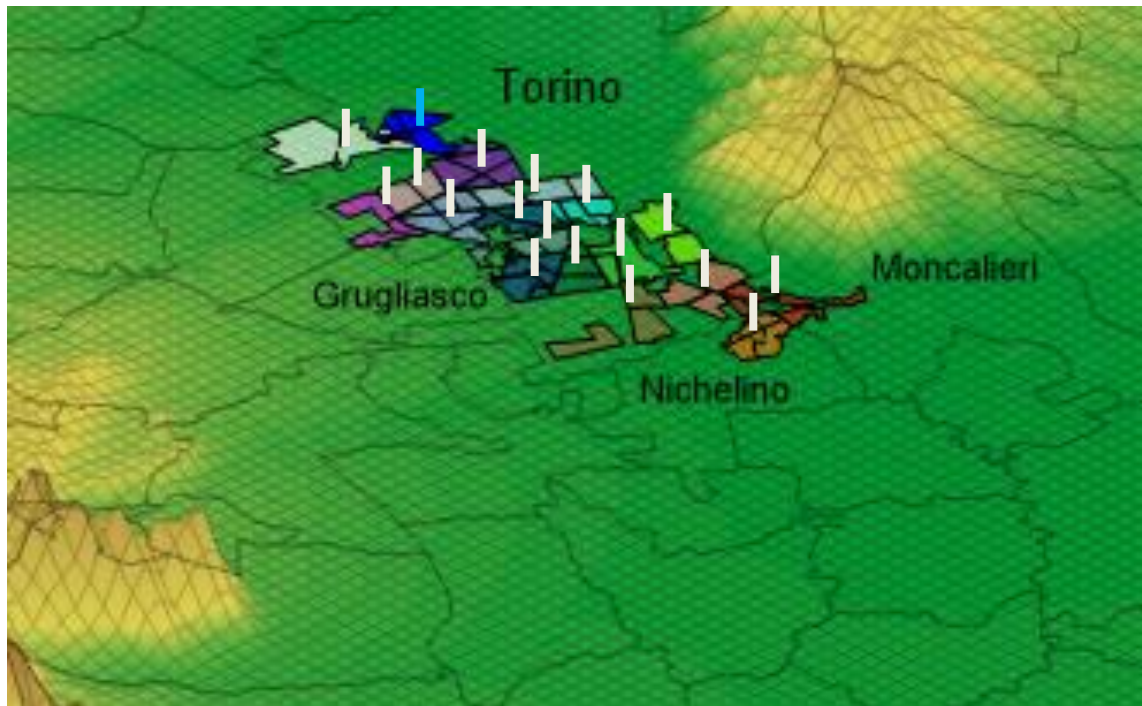


Figura Apx 3.78 - Localizzazione camini III scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	2,293	2,263	2,136	2,417	1,471	3,242	4,152	2,395	0,888
Febbraio	1,990	1,964	1,854	2,098	1,277	2,814	3,604	2,079	0,771
Marzo	1,514	1,494	1,410	1,596	0,972	2,141	2,742	1,582	0,587
Aprile	0,738	0,728	0,687	0,777	0,473	1,043	1,335	0,770	0,286
Maggio	0,045	0,092	0,040	0,102	0,042	0,169	0,262	0,028	0,011
Giugno	0,019	0,038	0,017	0,042	0,018	0,070	0,109	0,012	0,005
Luglio	0,015	0,032	0,014	0,035	0,014	0,058	0,090	0,010	0,004
Agosto	0,017	0,034	0,015	0,037	0,016	0,062	0,096	0,010	0,004
Settembre	0,033	0,067	0,029	0,074	0,031	0,122	0,190	0,020	0,008
Ottobre	0,617	0,609	0,575	0,651	0,396	0,873	1,118	0,645	0,239
Novembre	1,329	1,311	1,237	1,400	0,852	1,878	2,406	1,388	0,515
Dicembre	2,024	1,997	1,885	2,133	1,298	2,861	3,664	2,113	0,784
Media	0,886	0,886	0,825	0,947	0,572	1,278	1,647	0,921	0,342

Tabella Apx 3.24 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del III Scenario - I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 19
Gennaio	0,266	2,927	0,681	2,504	2,699	1,523	1,926	0,992	0,580
Febbraio	0,231	2,541	0,591	2,173	2,343	1,322	1,672	0,861	0,503
Marzo	0,176	1,933	0,449	1,653	1,783	1,006	1,272	0,655	0,383
Aprile	0,086	0,941	0,219	0,805	0,868	0,490	0,620	0,319	0,186
Maggio	0,000	0,151	0,009	0,047	0,054	0,056	0,080	0,009	0,032
Giugno	0,000	0,063	0,004	0,020	0,022	0,023	0,033	0,004	0,013
Luglio	0,000	0,052	0,003	0,016	0,019	0,019	0,027	0,003	0,011
Agosto	0,000	0,055	0,003	0,017	0,020	0,021	0,029	0,003	0,012
Settembre	0,000	0,109	0,007	0,034	0,039	0,041	0,058	0,007	0,023
Ottobre	0,072	0,788	0,183	0,674	0,727	0,410	0,519	0,267	0,156
Novembre	0,154	1,696	0,394	1,451	1,564	0,882	1,116	0,575	0,336
Dicembre	0,235	2,584	0,601	2,210	2,382	1,344	1,700	0,876	0,512
Media	0,102	1,153	0,262	0,967	1,043	0,595	0,754	0,381	0,229

Tabella Apx 3.25 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del III Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,3339	0,3295	0,3110	0,3519	0,2142	0,4720	0,6045	0,3487	0,1293
Febbraio	0,2898	0,2860	0,2699	0,3055	0,1859	0,4097	0,5247	0,3027	0,1123
Marzo	0,2205	0,2176	0,2054	0,2324	0,1415	0,3117	0,3993	0,2303	0,0854
Aprile	0,1074	0,1060	0,1000	0,1132	0,0689	0,1518	0,1944	0,1121	0,0416
Maggio	0,0066	0,0135	0,0059	0,0149	0,0062	0,0247	0,0382	0,0041	0,0017
Giugno	0,0027	0,0056	0,0024	0,0062	0,0026	0,0102	0,0158	0,0017	0,0007
Luglio	0,0023	0,0046	0,0020	0,0051	0,0021	0,0084	0,0130	0,0014	0,0006
Agosto	0,0024	0,0049	0,0021	0,0055	0,0023	0,0090	0,0140	0,0015	0,0006
Settembre	0,0048	0,0097	0,0042	0,0108	0,0045	0,0178	0,0276	0,0030	0,0012
Ottobre	0,0899	0,0887	0,0837	0,0947	0,0577	0,1271	0,1627	0,0939	0,0348
Novembre	0,1935	0,1909	0,1802	0,2039	0,1241	0,2735	0,3503	0,2020	0,0749
Dicembre	0,2947	0,2908	0,2744	0,3106	0,1891	0,4166	0,5335	0,3077	0,1141
Media	0,1290	0,1290	0,1201	0,1379	0,0832	0,1860	0,2398	0,1341	0,0498

Tabella Apx 3.26 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del III Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 19
Gennaio	0,0388	0,4262	0,0991	0,3645	0,3930	0,2217	0,2805	0,1445	0,0844
Febbraio	0,0337	0,3700	0,0860	0,3164	0,3412	0,1924	0,2435	0,1254	0,0733
Marzo	0,0256	0,2815	0,0654	0,2408	0,2596	0,1464	0,1852	0,0954	0,0557
Aprile	0,0125	0,1371	0,0319	0,1172	0,1264	0,0713	0,0902	0,0465	0,0271
Maggio	0,0001	0,0220	0,0014	0,0069	0,0079	0,0082	0,0117	0,0013	0,0046
Giugno	0,0000	0,0091	0,0006	0,0028	0,0033	0,0034	0,0048	0,0006	0,0019
Luglio	0,0000	0,0075	0,0005	0,0023	0,0027	0,0028	0,0040	0,0005	0,0016
Agosto	0,0000	0,0081	0,0005	0,0025	0,0029	0,0030	0,0043	0,0005	0,0017
Settembre	0,0000	0,0159	0,0010	0,0050	0,0057	0,0059	0,0084	0,0010	0,0034
Ottobre	0,0104	0,1148	0,0267	0,0981	0,1058	0,0597	0,0755	0,0389	0,0227
Novembre	0,0225	0,2470	0,0574	0,2112	0,2277	0,1284	0,1625	0,0837	0,0489
Dicembre	0,0342	0,3762	0,0875	0,3217	0,3469	0,1956	0,2475	0,1275	0,0745
Media	0,0148	0,1679	0,0382	0,1408	0,1519	0,0866	0,1098	0,0555	0,0333

Tabella Apx 3.27 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del III Scenario - II parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del III scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2016.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	21,4	5,217
2	30	10	413,15	24,7	5,606
3	30	10	413,15	24,9	5,631
4	30	10	413,15	19,9	5,033
5	30	10	413,15	22,7	5,379
6	30	10	413,15	23,8	5,506
7	30	10	413,15	25,9	5,741
8	30	10	413,15	38,9	7,042
9	30	10	413,15	17,5	4,719
10	30	10	413,15	9,5	3,483
11	30	10	413,15	31,1	6,288
12	30	10	413,15	15,4	4,428
13	30	10	413,15	46,4	7,684
14	30	10	413,15	28,2	5,993
15	30	10	413,15	23,5	5,467
16	30	10	413,15	15,8	4,491
17	30	10	413,15	17,0	4,651
19	30	10	413,15	15,0	4,370

Tabella Apx 3.28 - Parametri fisici dei camini – III Scenario 2016

Per generare i fogli di output, Aermoc ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.13.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2016

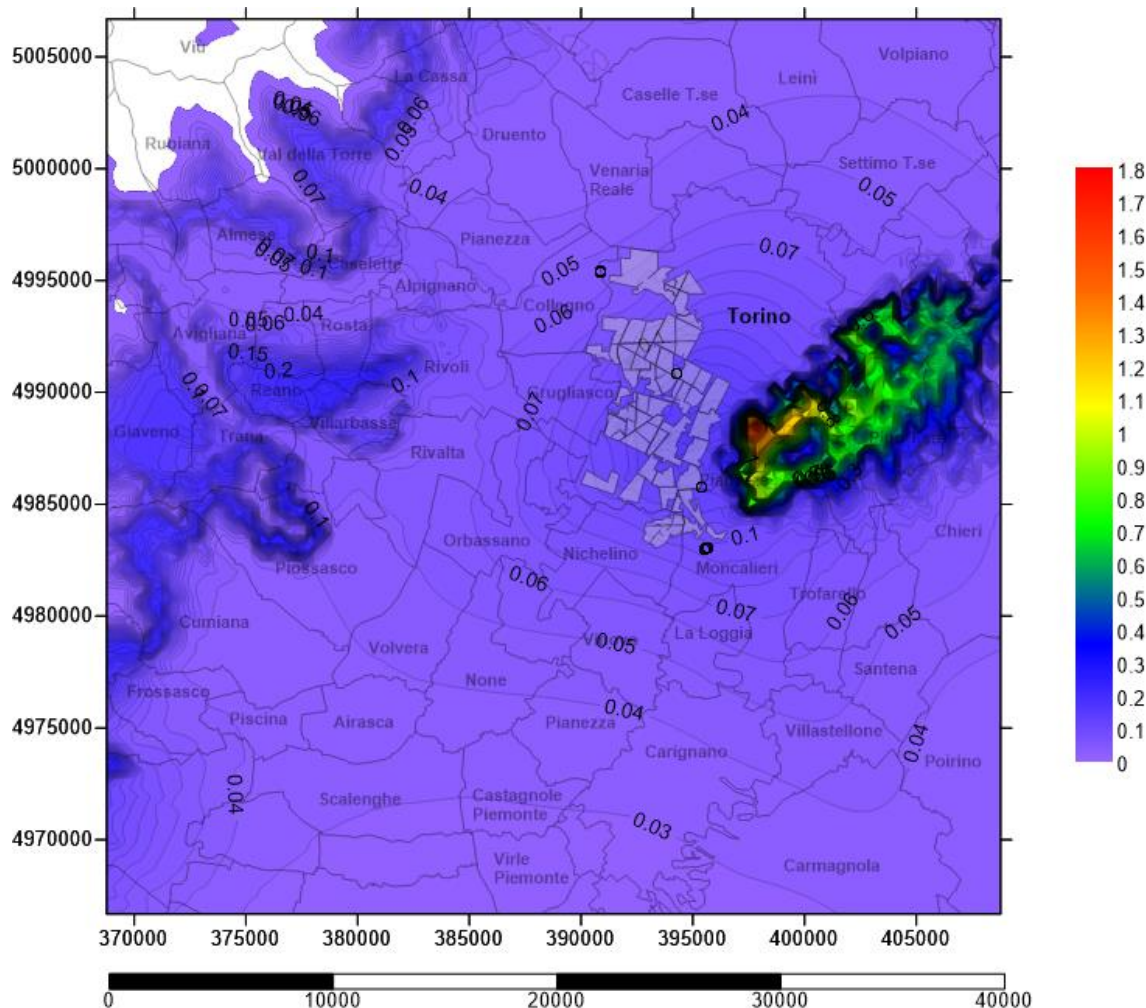


Figura Apx 3.79 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2016, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, qualche traccia sul Monte San Giorgio e nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare l'ordine di grandezza delle concentrazioni, che arriva a sfiorare $1,80 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Rispetto al 2015, vi è un lieve aumento medio su tutta l'area di studio delle concentrazioni di inquinante NOx al suolo.

A.3.13.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2016

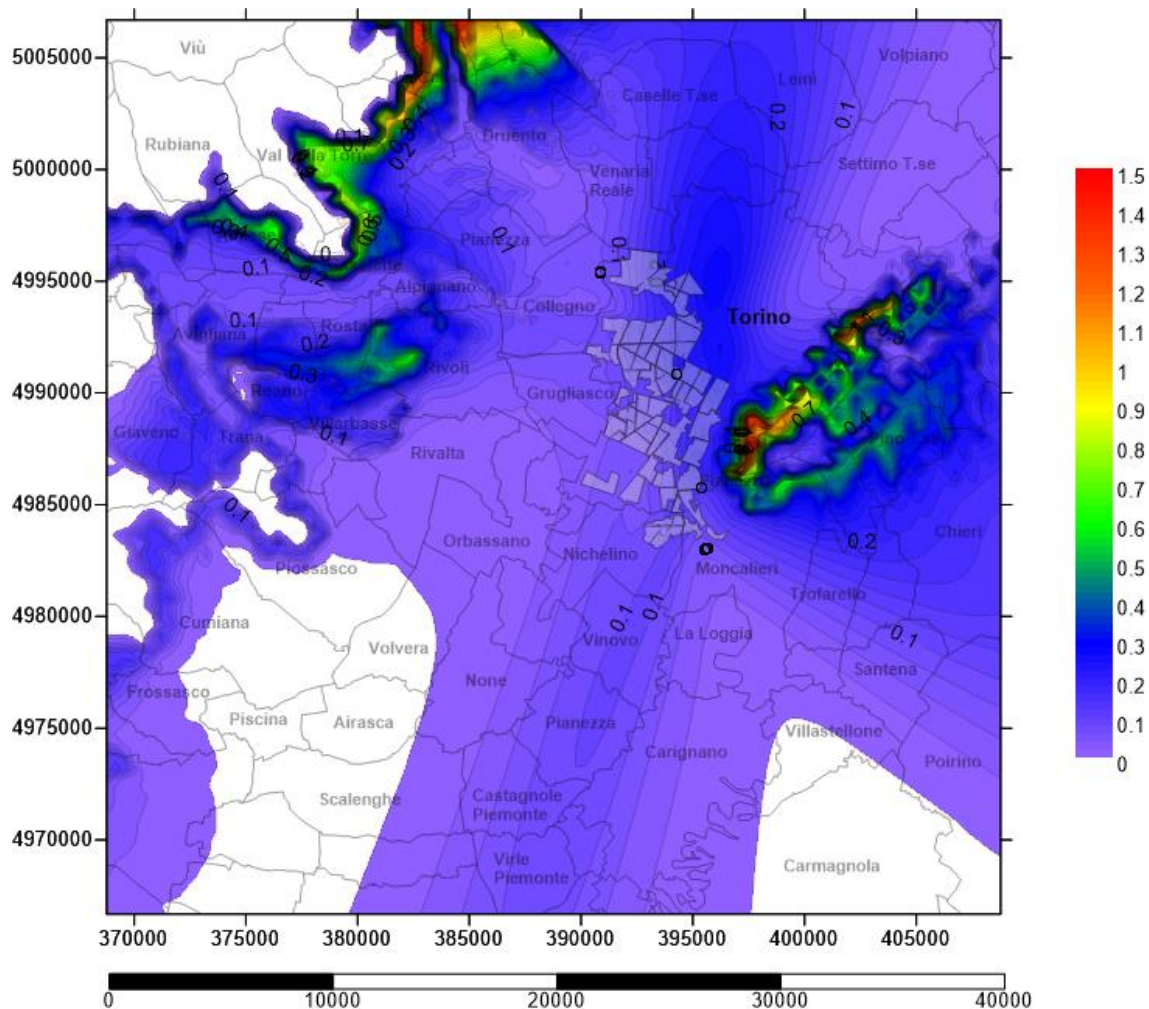


Figura Apx 3.80 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2016
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2016 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente all'inizio delle Valli di Lanzo, con punte massime che arrivano a $1,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi delle aree teleriscaldate si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $0,3 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Incidenza degli ossidi di azoto anche nella collina di Rivoli con accumulo di quasi $0,8 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.13.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2016

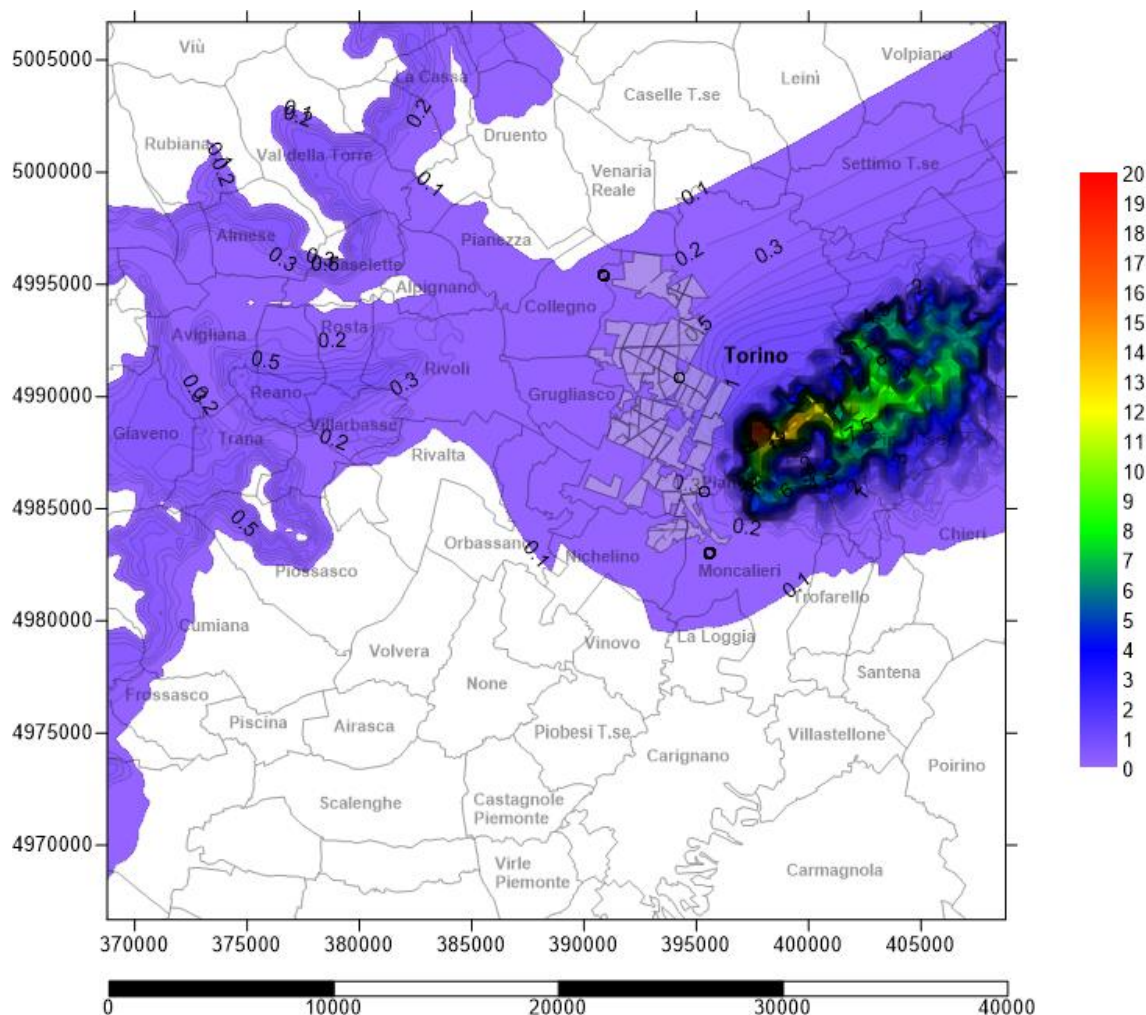


Figura Apx 3.81 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2016
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2016 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $20,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali come già riscontrato nel 2015. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. I valori massimi delle concentrazioni, sono leggermente aumentati rispetto a quelli registrati il 03 gennaio 2015. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.13.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2016

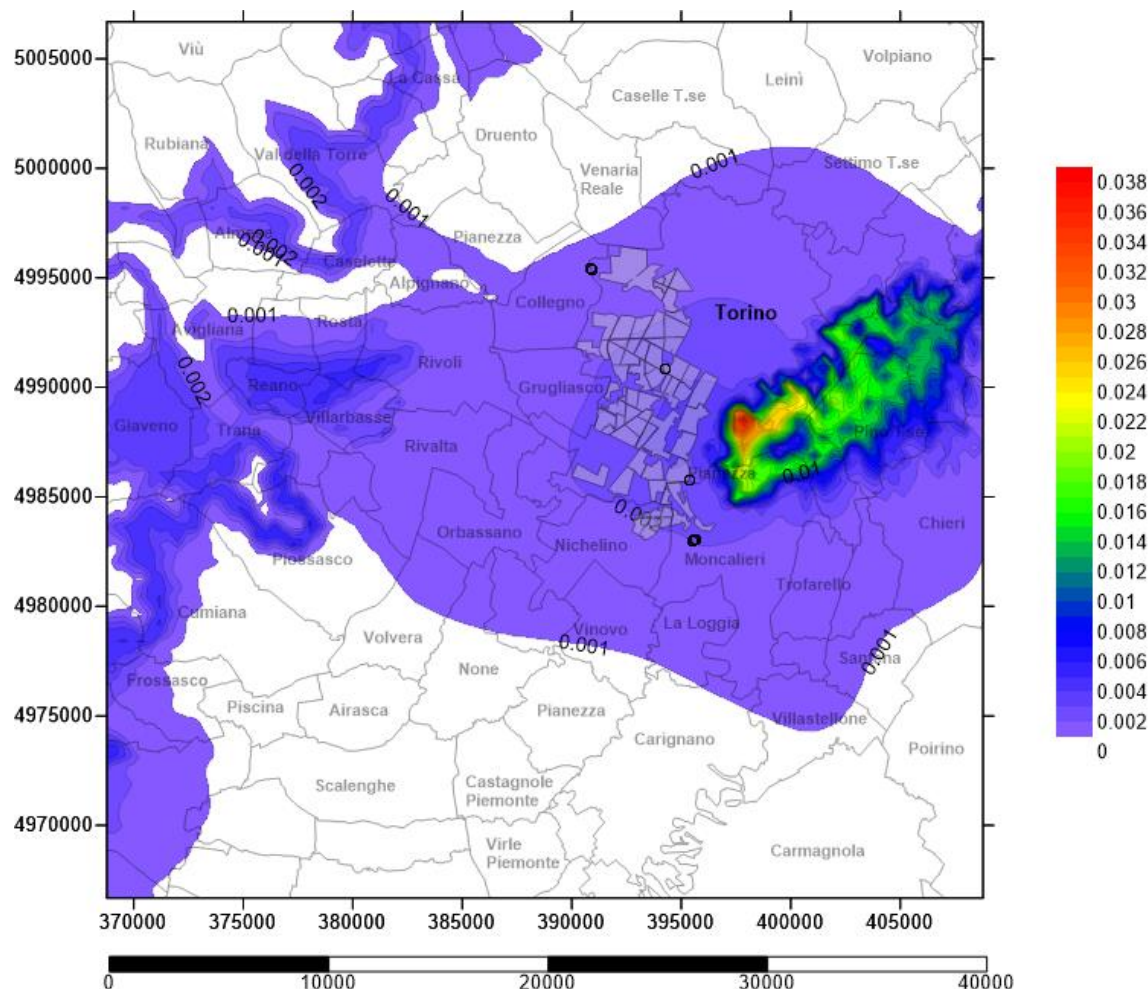


Figura Apx 3.82 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2016, in media, le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo continuano a insistere sulla dorsale della collina torinese, con qualche traccia e sul Monte San Giorgio e nel versante nord della bassa val Susa.

Da notare l'area di incidenza al suolo del particolato con iso-concentrazione 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ che si estende ulteriormente rispetto il 2015 e fa registrare lievi incrementi in pianura.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.13.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2016

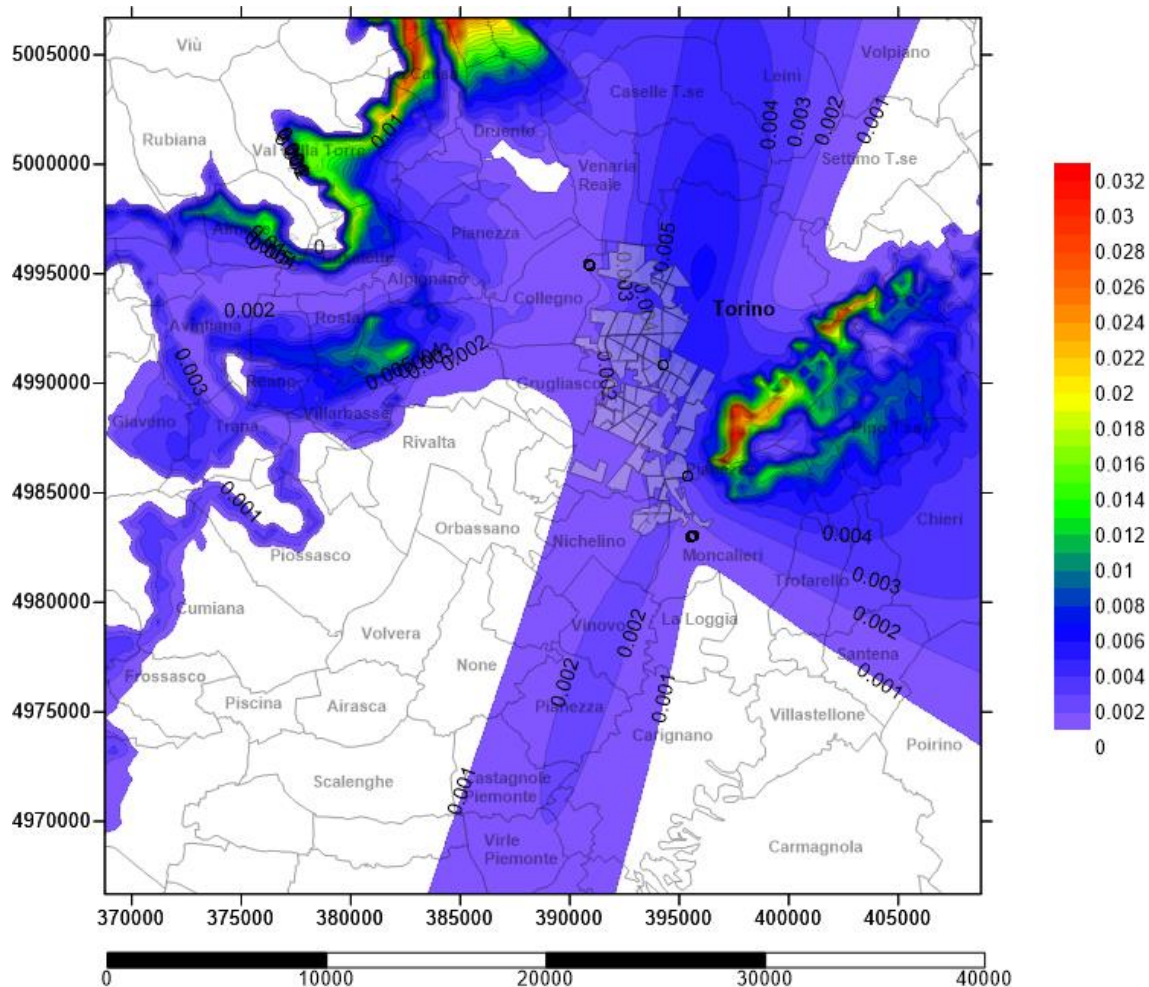


Figura Apx 3.83 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2016
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2016 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo con punte massime che sempre di 0,033 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ sui versanti pedemontani e pre-collinari. L'area di incidenza della plume al suolo continua ad estendersi soprattutto nei tratti pianeggianti ove in vendo con andamento quasi verticale in ambo i lati da modo di depositarsi alle particelle emesse. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.13.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2016

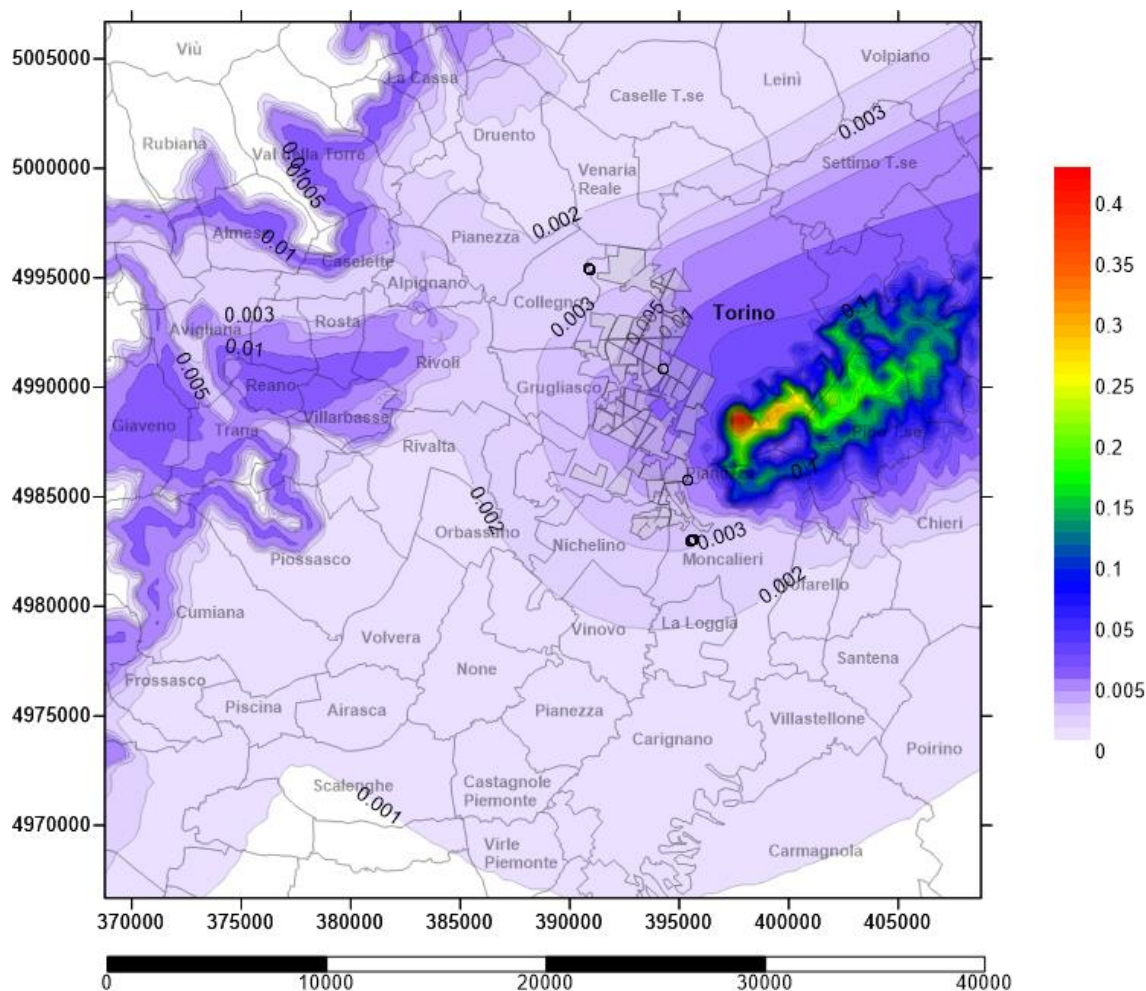


Figura Apx 3.84 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2016
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2016 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,44 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Nei pressi dei quartieri teleriscaldati si notano emissioni evitate anche di $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo ed di Susa si trovano residue concentrazioni con picchi di $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ che tendono ad ampliarsi nella lingua di terra tra Reano e Rivoli. Le linee iso-concentrazione presentano un stesso passo come per gli scenari precedenti cioè di $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$ entro $0,005 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e poi da $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ il passo è di $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.14 Dati emissivi per il IV° Scenario di TLR - 2017

Il IV scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste in prima battuta nel “densificare” le utenze già teleriscaldate nel 2016, in seconda battuta nel proseguire l’ampliamento del teleriscaldamento a Torino e infine ampliare il sistema di accumulo di Mirafiori per cui non si introdurrà nessuna nuova sorgente rispetto il 2016.

1

Localizzazione camini

Complessivamente nel 2017 vi è un totale di 2,1 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento: 0,5 Mln m³ portano a saturazione l’attuale rete di teleriscaldamento, 1,0 Mln m³ di utenze sono ex-novo dislocate nella zona di Torino nord e 0,6 Mln m³ di utenze si servono dal sistema di accumulo Mirafiori per un totale di 63,10 Mln m³. Si è aumentato in maniera proporzionale sia le utenze che fanno uso del servizio per 7 mesi, cioè solo per il riscaldamento, sia per le utenze che utilizzano il teleriscaldamento in modo promiscuo (uso sanitario e TLR).

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.297.740	750.095	392.255,87	4.986.136,48
2	2.500.606	1.500.024	394.140,30	4.985.947,61
3	3.104.517	669.198	392.967,19	4.988.233,88
4	2.634.033	1.676.755	392.228,06	4.988.698,60
5	1.884.934	673.757	393.171,26	4.989.360,01
6	2.988.657	2.719.833	393.957,99	4.987.844,09
7	3.090.894	4.187.097	395.445,62	4.988.221,78
8	3.714.446	445.685	394.625,50	4.989.860,85
9	1.360.804	182.378	393.454,29	4.990.498,33
10	455.472	6.997	391.340,68	4.992.263,68
11	2.698.769	2.399.758	392.516,37	4.991.571,20
12	1.032.669	149.752	392.673,70	4.992.727,21
13	3.602.254	749.025	394.391,58	4.992.432,93
14	3.830.322	861.359	394.732,99	4.990.881,03
15	1.754.262	894.994	393.083,73	4.995.086,54
16	2.110.695	1.304.315	394.959,93	4.984.843,20
17	1.649.310	218.979	393.615,08	4.983.832,94
19	1.000.000	1.000.000	394.481,33	4.994.598,72
TOT	42.710.384	20.390.000		

Tabella Apx 3.29 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 18 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldada, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento così come già mostrato per l'anno 2016.

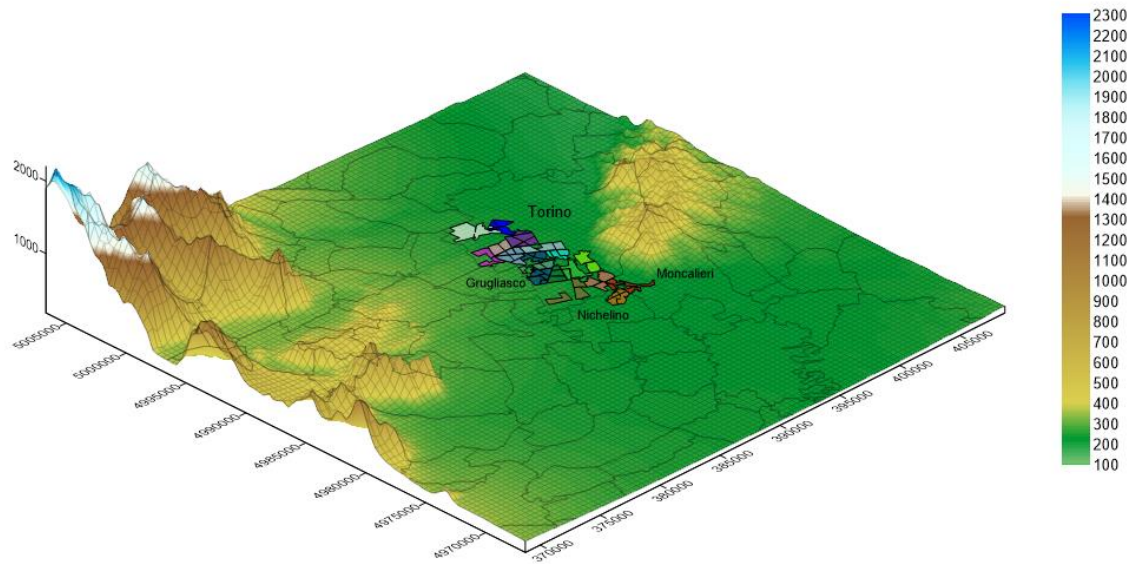


Figura Apx 3.85 - Localizzazione aree teleriscaldade IV scenario - Vista 3D

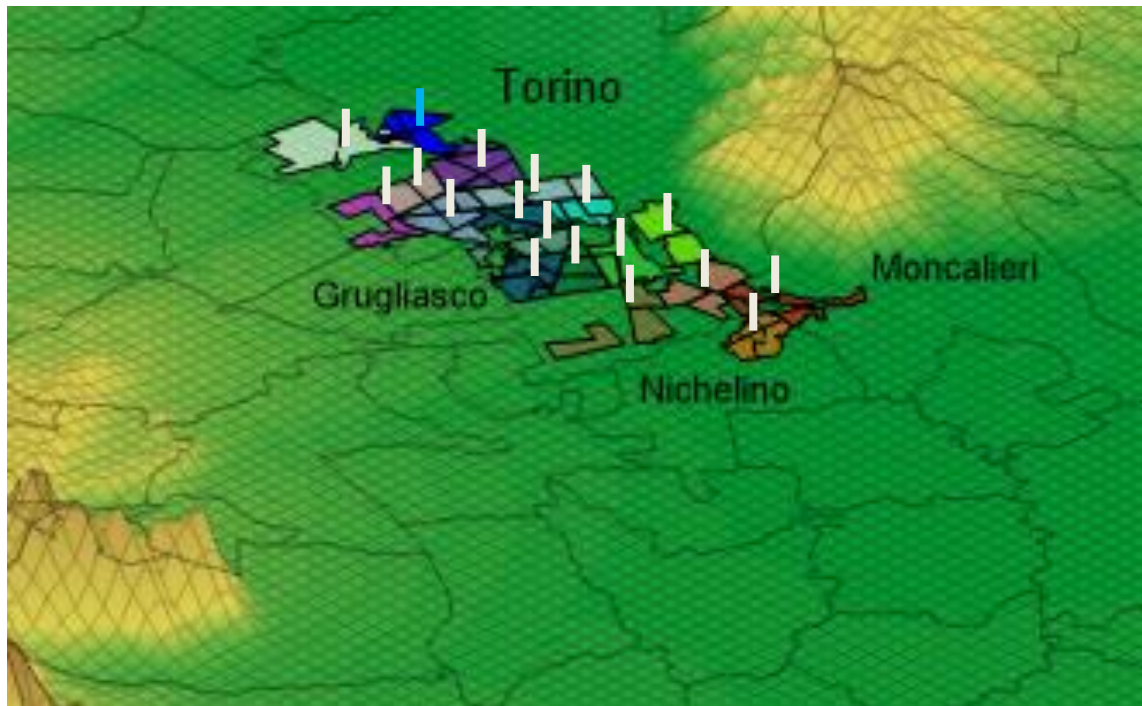


Figura Apx 3.86 - Localizzazione camini IV scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	2,400	2,372	2,237	2,556	1,517	3,385	4,315	2,467	0,915
Febbraio	2,083	2,059	1,942	2,219	1,317	2,938	3,746	2,141	0,794
Marzo	1,585	1,567	1,478	1,688	1,002	2,235	2,850	1,629	0,604
Aprile	0,772	0,763	0,720	0,822	0,488	1,089	1,388	0,793	0,294
Maggio	0,049	0,098	0,044	0,109	0,044	0,178	0,273	0,029	0,012
Giugno	0,020	0,041	0,018	0,045	0,018	0,073	0,113	0,012	0,005
Luglio	0,017	0,033	0,015	0,037	0,015	0,061	0,093	0,010	0,004
Agosto	0,018	0,036	0,016	0,040	0,016	0,065	0,100	0,011	0,004
Settembre	0,035	0,071	0,032	0,079	0,032	0,128	0,198	0,021	0,009
Ottobre	0,646	0,639	0,602	0,688	0,408	0,911	1,162	0,664	0,246
Novembre	1,391	1,374	1,296	1,481	0,879	1,961	2,500	1,429	0,530
Dicembre	2,118	2,093	1,975	2,256	1,339	2,987	3,808	2,177	0,807
Media	0,928	0,929	0,865	1,002	0,590	1,334	1,712	0,949	0,352

Tabella Apx 3.30 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del IV Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 19
Gennaio	0,274	3,023	0,701	2,580	2,782	1,571	2,025	1,108	1,186
Febbraio	0,238	2,624	0,609	2,239	2,415	1,363	1,758	0,962	1,029
Marzo	0,181	1,996	0,463	1,704	1,837	1,037	1,337	0,732	0,783
Aprile	0,088	0,972	0,225	0,830	0,895	0,505	0,651	0,356	0,381
Maggio	0,000	0,157	0,010	0,049	0,056	0,058	0,085	0,014	0,065
Giugno	0,000	0,065	0,004	0,020	0,023	0,024	0,035	0,006	0,027
Luglio	0,000	0,053	0,003	0,017	0,019	0,020	0,029	0,005	0,022
Agosto	0,000	0,057	0,004	0,018	0,021	0,021	0,031	0,005	0,024
Settembre	0,000	0,113	0,007	0,035	0,041	0,042	0,062	0,010	0,047
Ottobre	0,074	0,814	0,189	0,695	0,749	0,423	0,545	0,298	0,319
Novembre	0,159	1,752	0,406	1,495	1,612	0,910	1,173	0,642	0,687
Dicembre	0,242	2,668	0,619	2,277	2,455	1,386	1,787	0,978	1,047
Media	0,105	1,191	0,270	0,997	1,075	0,614	0,793	0,426	0,468

Tabella Apx 3.31 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del IV Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,3495	0,3454	0,3258	0,3722	0,2209	0,4928	0,6283	0,3591	0,1332
Febbraio	0,3033	0,2998	0,2828	0,3230	0,1917	0,4278	0,5454	0,3117	0,1156
Marzo	0,2308	0,2281	0,2152	0,2458	0,1459	0,3255	0,4150	0,2372	0,0880
Aprile	0,1124	0,1111	0,1048	0,1197	0,0710	0,1585	0,2021	0,1155	0,0428
Maggio	0,0071	0,0143	0,0064	0,0159	0,0064	0,0258	0,0398	0,0042	0,0017
Giugno	0,0029	0,0059	0,0026	0,0066	0,0026	0,0107	0,0165	0,0018	0,0007
Luglio	0,0024	0,0049	0,0022	0,0054	0,0022	0,0088	0,0136	0,0014	0,0006
Agosto	0,0026	0,0052	0,0023	0,0058	0,0023	0,0095	0,0146	0,0016	0,0006
Settembre	0,0052	0,0103	0,0046	0,0115	0,0046	0,0187	0,0288	0,0031	0,0013
Ottobre	0,0941	0,0930	0,0877	0,1002	0,0595	0,1327	0,1692	0,0967	0,0359
Novembre	0,2025	0,2001	0,1888	0,2156	0,1280	0,2855	0,3641	0,2081	0,0772
Dicembre	0,3084	0,3048	0,2875	0,3284	0,1949	0,4349	0,5545	0,3170	0,1176
Media	0,1351	0,1352	0,1259	0,1459	0,0858	0,1943	0,2493	0,1381	0,0513

Tabella apx 3.32 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del IV Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 19
Gennaio	0,0399	0,4402	0,1021	0,3757	0,4050	0,2287	0,2948	0,1613	0,1727
Febbraio	0,0347	0,3821	0,0886	0,3261	0,3516	0,1985	0,2559	0,1400	0,1499
Marzo	0,0264	0,2907	0,0674	0,2481	0,2675	0,1510	0,1947	0,1065	0,1140
Aprile	0,0128	0,1416	0,0328	0,1208	0,1303	0,0736	0,0948	0,0519	0,0555
Maggio	0,0001	0,0228	0,0014	0,0071	0,0082	0,0085	0,0124	0,0021	0,0095
Giugno	0,0000	0,0094	0,0006	0,0029	0,0034	0,0035	0,0051	0,0009	0,0039
Luglio	0,0000	0,0078	0,0005	0,0024	0,0028	0,0029	0,0042	0,0007	0,0032
Agosto	0,0000	0,0083	0,0005	0,0026	0,0030	0,0031	0,0045	0,0008	0,0035
Settembre	0,0000	0,0165	0,0010	0,0051	0,0059	0,0062	0,0090	0,0015	0,0069
Ottobre	0,0107	0,1185	0,0275	0,1011	0,1090	0,0616	0,0794	0,0434	0,0465
Novembre	0,0231	0,2550	0,0591	0,2177	0,2347	0,1325	0,1708	0,0935	0,1000
Dicembre	0,0352	0,3885	0,0901	0,3315	0,3575	0,2018	0,2602	0,1423	0,1524
Media	0,0153	0,1734	0,0393	0,1451	0,1566	0,0893	0,1155	0,0621	0,0682

Tabella Apx 3.33 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del IV Scenario - II parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del III scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2016.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	21,8	5,271
2	30	10	413,15	25,2	5,662
3	30	10	413,15	25,4	5,686
4	30	10	413,15	20,5	5,108
5	30	10	413,15	22,9	5,397
6	30	10	413,15	24,2	5,556
7	30	10	413,15	26,2	5,779
8	30	10	413,15	39,2	7,065
9	30	10	413,15	17,6	4,734
10	30	10	413,15	9,6	3,495
11	30	10	413,15	31,3	6,310
12	30	10	413,15	15,5	4,443
13	30	10	413,15	46,7	7,709
14	30	10	413,15	28,4	6,013
15	30	10	413,15	23,7	5,494
16	30	10	413,15	16,2	4,542
17	30	10	413,15	18,4	4,844
19	30	10	413,15	30,0	6,180

Tabella Apx 3.34 - Parametri fisici dei camini – IV Scenario 2017

Per generare i fogli di output, Aermoc ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.14.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2017

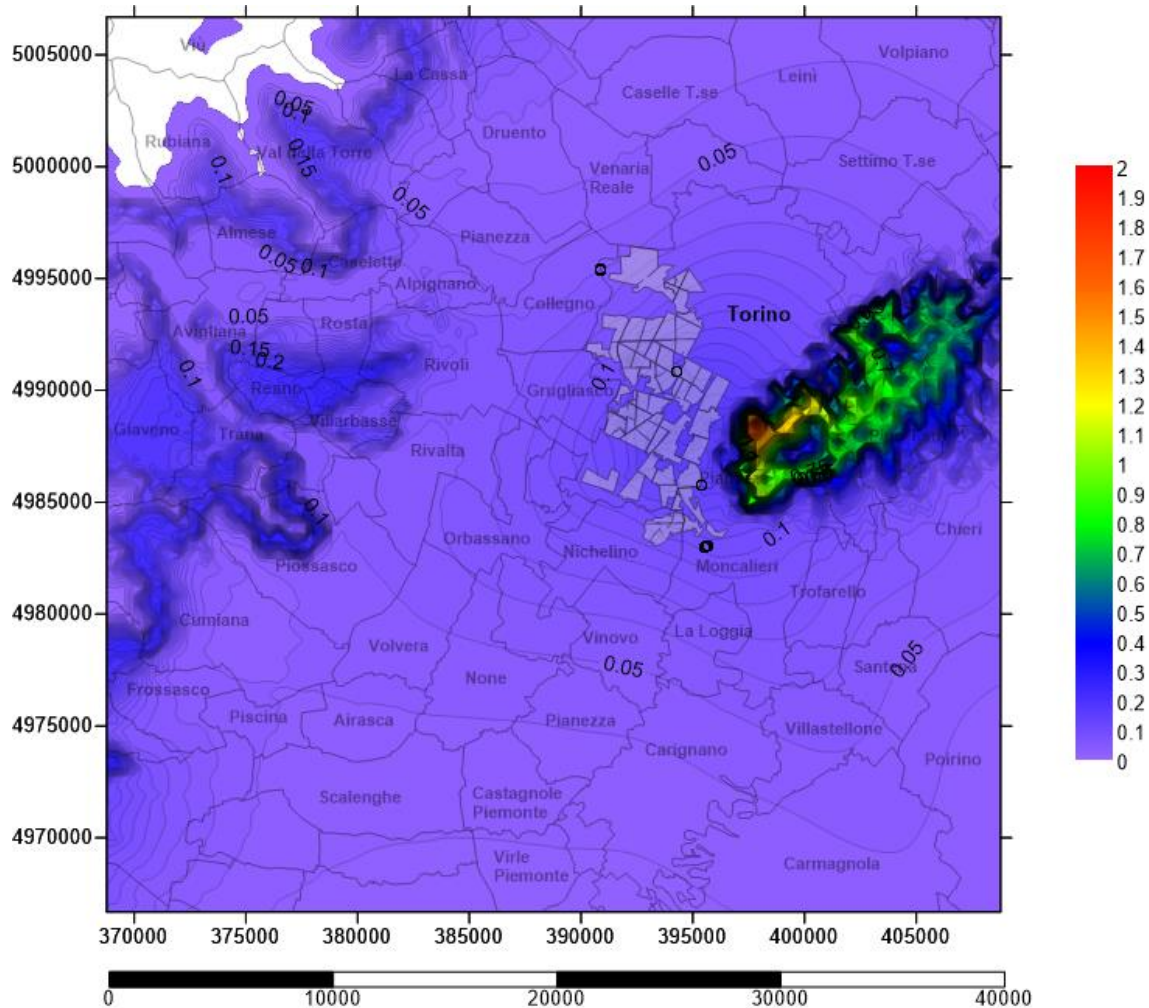


Figura Apx 3.87 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2017, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa e sul Monte San Giorgio. Il picco di concentrazione è maggiore di $0,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ rispetto il 2016 e supera $2 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Le linee isoconcentrazione hanno valore di $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.14.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2017

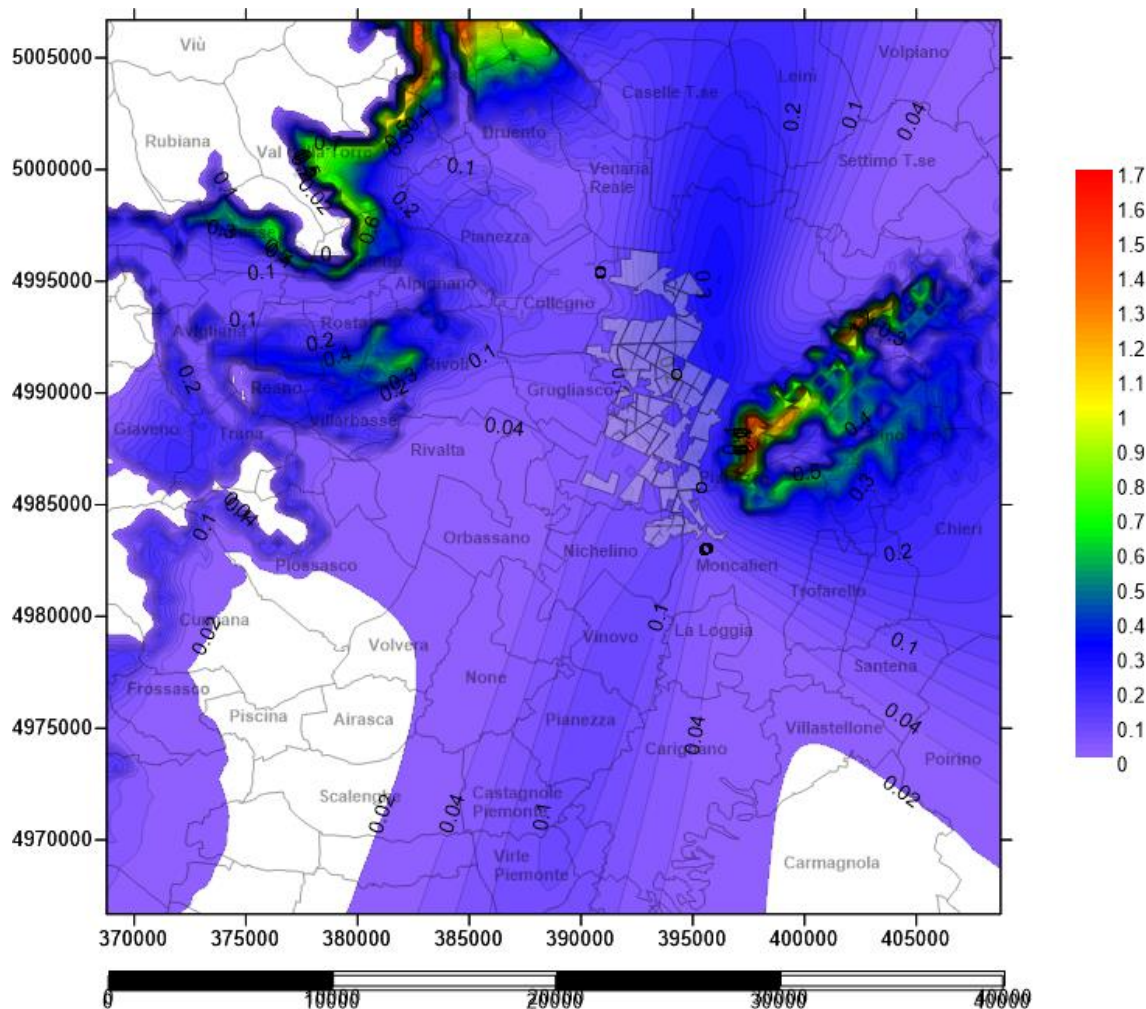


Figura Apx 3.88 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2017
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2017 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla zona pedemontana all'inizio della Valle di Lanzo e sulla collina torinese, con punte massime che superano i $1,70 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ben $0,21 \mu\text{g}/\text{m}^3$ in più dell'anno precedente. Nei pressi dei quartieri ove si sono spente le caldaie domestiche a favore del servizio di teleriscaldamento, si riscontrano sempre valori di concentrazione inferiori a $0,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. L'area interessata al risparmio di NOx al suolo per il 2017 come conseguenza dell'ampliamento del servizio di teleriscaldamento è sempre più ampia rispetto gli anni passati. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.14.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2017

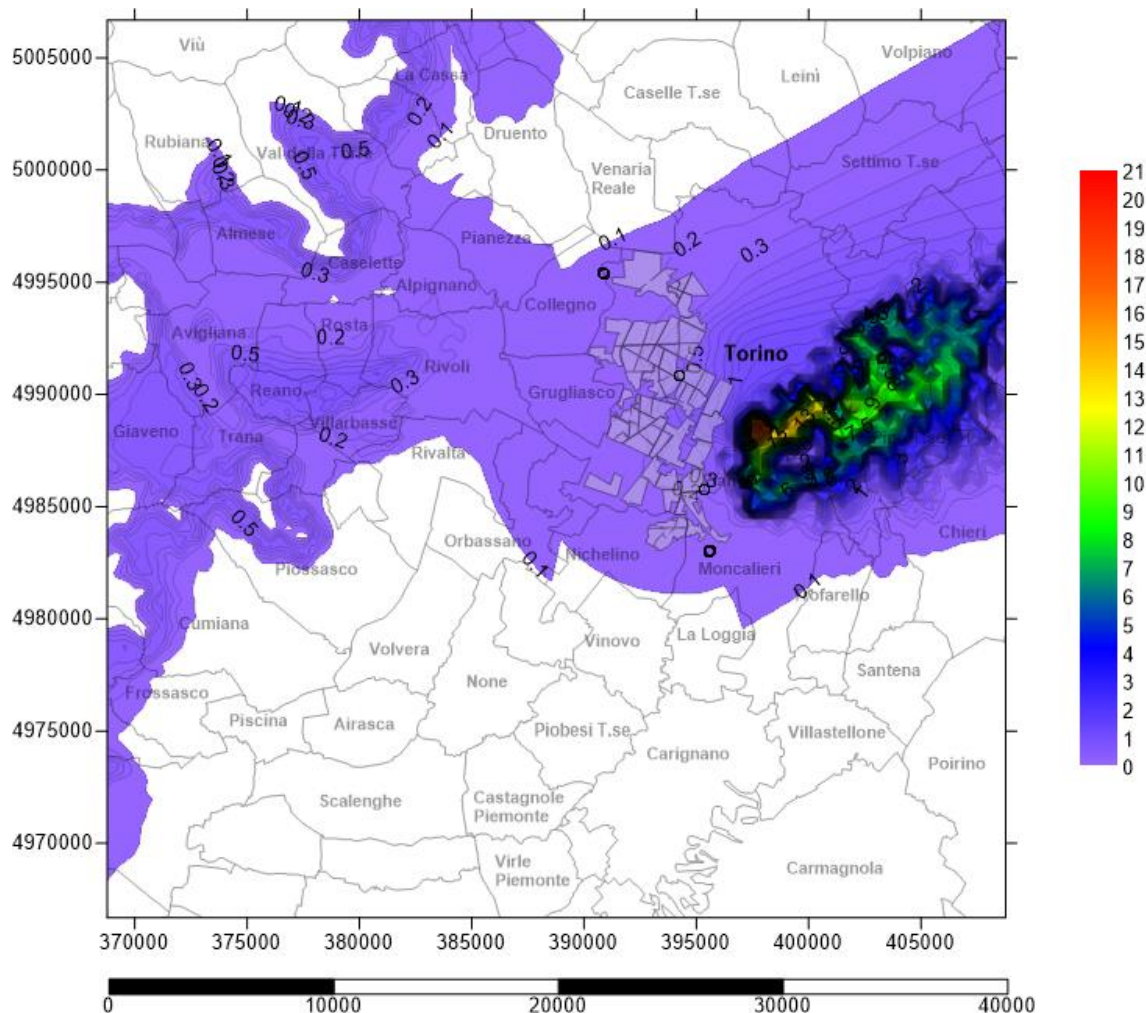


Figura Apx 3.89 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2017
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2017 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $21 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. L'area interessata dall'inquinamento è sempre più ampia soprattutto nella zona di Torino sud e la prima cintura di Torino dove incide fortemente l'apporto delle centrali 2° GT e 3° GT. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.14.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2017

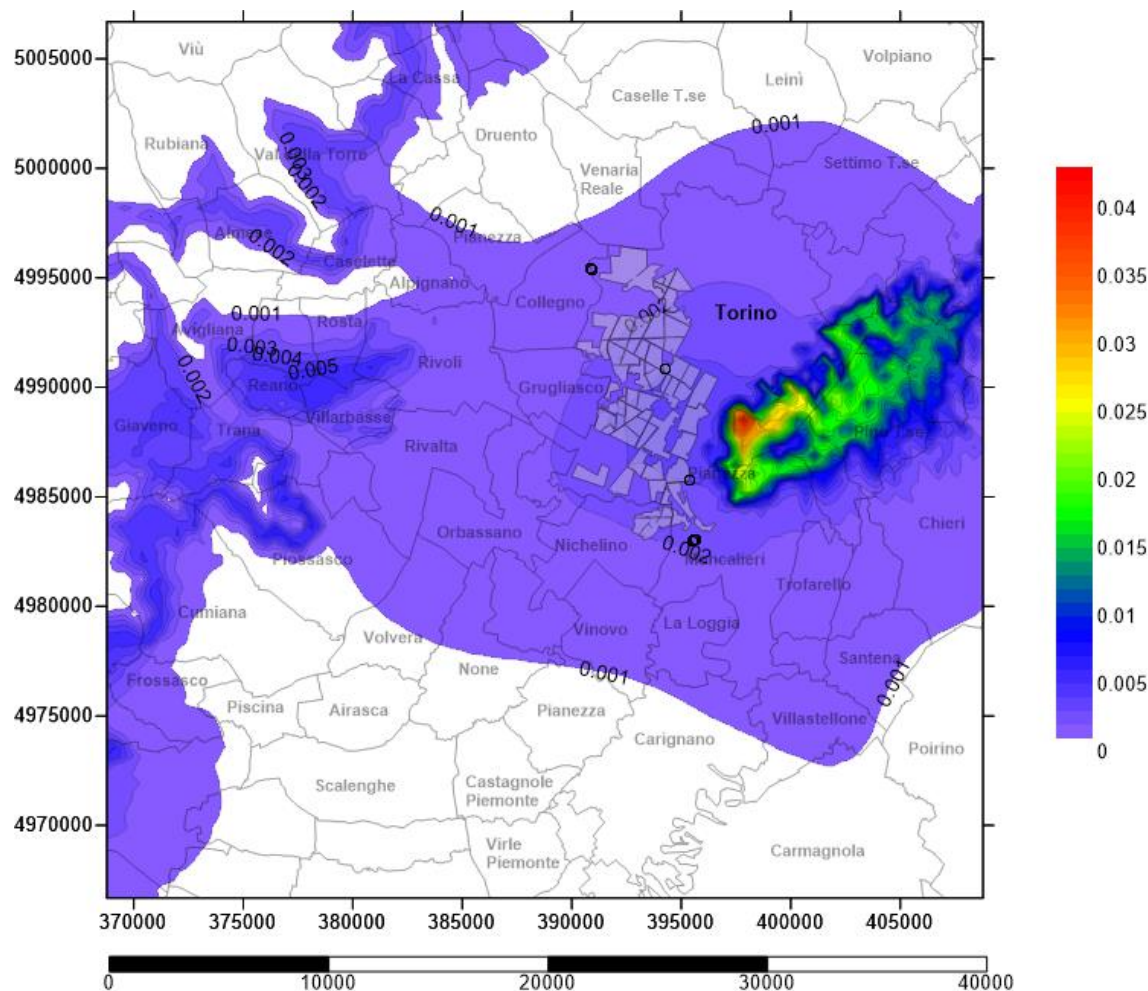


Figura Apx 3.90 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2017, in media, le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest, qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa e sul Monte San Giorgio. Il valore massimo è 0,043 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Le concentrazioni evitate aumento lievemente rispetto il 2016 soprattutto nella zona limitrofa alle sorgenti (aree teleriscaldate). Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.14.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2017

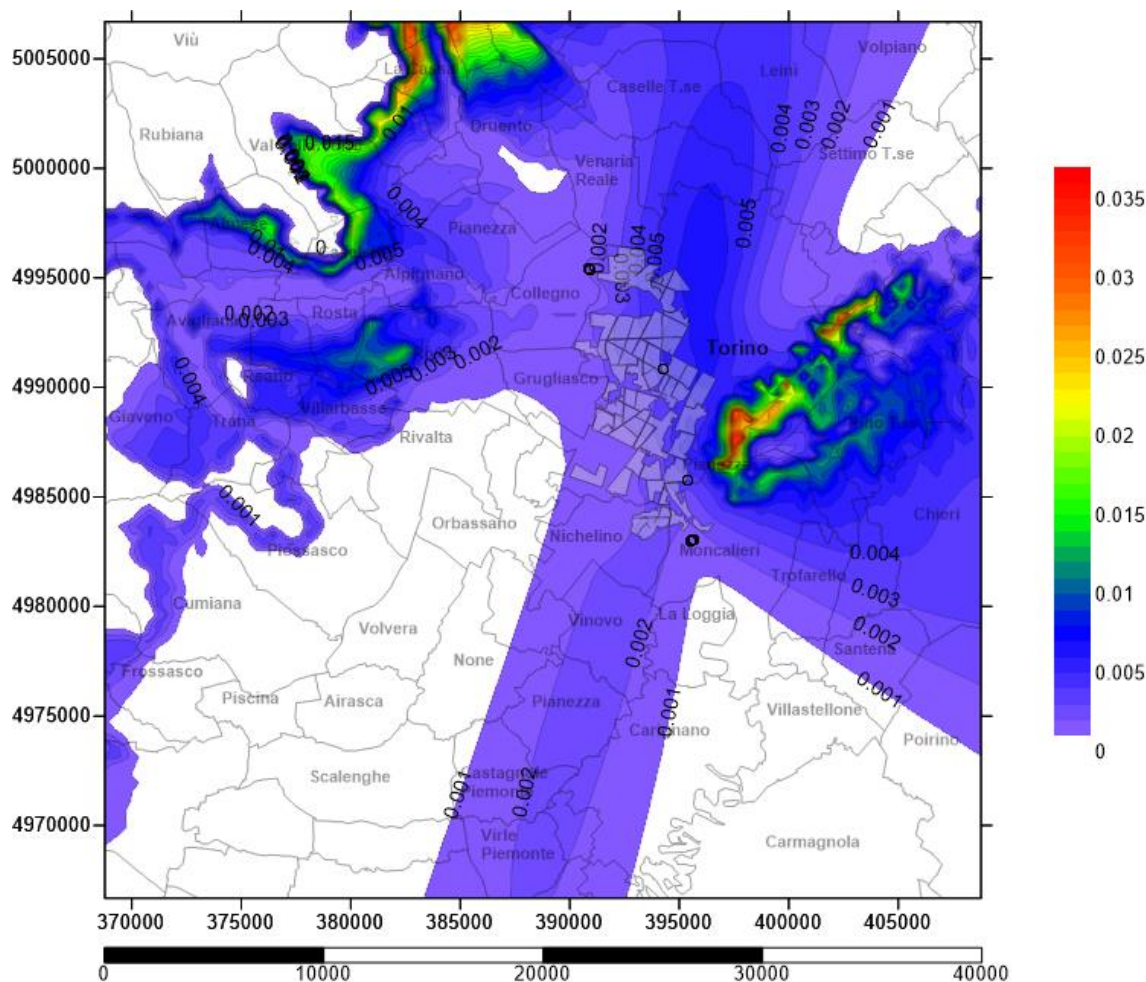


Figura Apx 3.91 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2017
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2017 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulle zone pedemontane e collinari, con punte massime che sfiorano gli 0,038 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime. Nei pressi delle caldaie sostituite con il teleriscaldamento si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Presenza dell'impatto ambientale si riscontra sempre nei pressi della collina di Rivoli (zona Castello), all'imbocco della valle di Susa e delle Valli di Lanzo con aree sempre più ampie. I valori massimi delle concentrazioni, sono aumentati dal 2016 al 2017, passando da 0,032 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ a 0,037 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.14.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2017

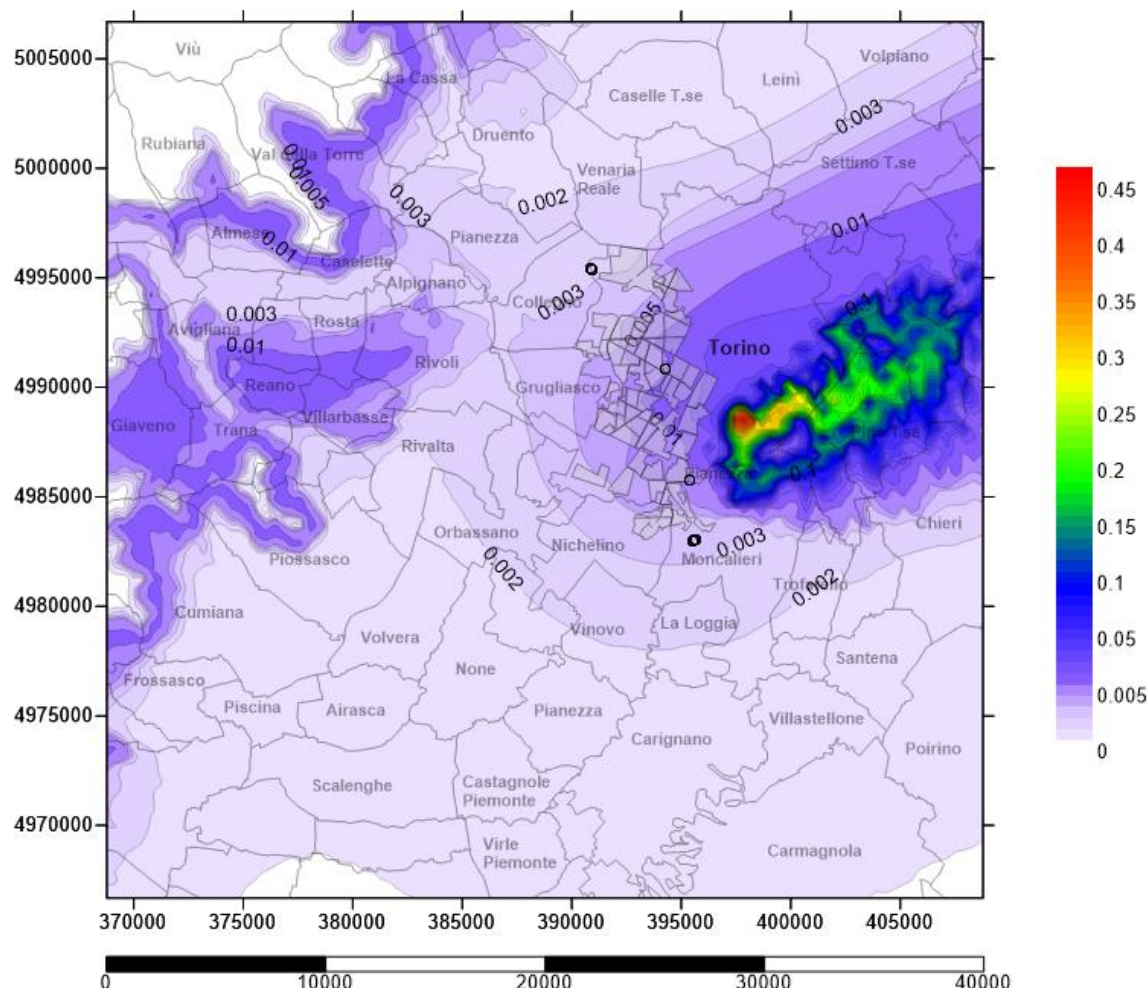


Figura Apx 3.92 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2017
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2017 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,48 µg/m³ sulle quote massime localizzate a sud di essa. Nei pressi dei comuni di Torino si riscontrano valori di concentrazione che non superano gli 0,01 µg/m³. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di 0,01 µg/m³. Zona di incidenza dell'inquinamento sempre più ampia soprattutto nella pianura Torinese e nell'imbocco della Val di Susa. Passo delle iso-concentrazioni di 0,001 µg/m³ fino al valore 0,005 µg/m³ e poi 0,01 µg/m³.

A3.15 Dati emissivi per il V° Scenario di TLR - 2018

Il V scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste da un lato nel “densificare” le utenze già teleriscaldate nel 2017 e dall’altro ampliare in nuovi quartieri di Torino il teleriscaldamento a San Salvario per cui si introdurrà una nuova sorgente.

1

Localizzazione camini

Complessivamente nel 2018 vi è un totale di 2,0 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento: 1,0 Mln m³ portano a saturazione l’attuale rete di teleriscaldamento mentre 1,0 Mln m³ di utenze sono ex-novo dislocate nella zona di Torino – San Salvario per un totale di 65,10 Mln m³. Si è aumentato in maniera proporzionale sia le utenze che fanno uso del servizio per 7 mesi, cioè solo per il riscaldamento, sia per le utenze che utilizzano il teleriscaldamento in modo promiscuo (uso sanitario e TLR).

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.337.183	768.928	392.255,87	4.986.136,48
2	2.530.424	1.538.499	394.140,30	4.985.947,61
3	3.141.627	685.913	392.967,19	4.988.233,88
4	2.665.212	1.719.317	392.228,06	4.988.698,60
5	1.907.693	691.404	393.171,26	4.989.360,01
6	3.024.368	2.790.257	393.957,99	4.987.844,09
7	3.127.964	4.296.223	395.445,62	4.988.221,78
8	3.759.295	457.358	394.625,50	4.989.860,85
9	1.377.234	187.155	393.454,29	4.990.498,33
10	460.971	7.180	391.340,68	4.992.263,68
11	2.731.355	2.462.612	392.516,37	4.991.571,20
12	1.045.138	153.675	392.673,70	4.992.727,21
13	3.645.749	768.643	394.391,58	4.992.432,93
14	3.876.570	883.919	394.732,99	4.990.881,03
15	1.775.443	918.436	393.083,73	4.995.086,54
16	2.135.806	1.337.665	394.959,93	4.984.843,20
17	1.668.350	222.818	393.615,08	4.983.832,94
18	500.000	500.000	395.982,87	4.989.815,68
19	1.000.000	1.000.000	394.481,33	4.994.598,72
TOT	43.710.384	21.390.000		

Tabella Apx 3.35 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 19 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldata, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

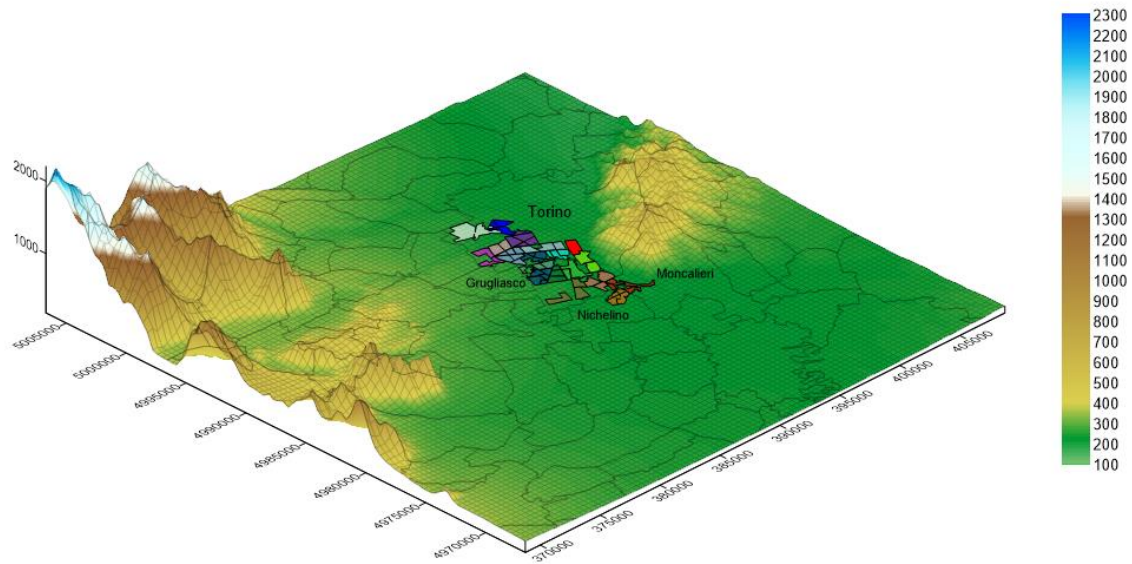


Figura Apx 3.93 - Localizzazione aree teleriscaldate V scenario - Vista 3D



Figura Apx 3.94 - Localizzazione camini V scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	2,456	2,434	2,289	2,622	1,555	3,478	4,441	2,522	0,936
Febbraio	2,132	2,112	1,987	2,276	1,349	3,019	3,854	2,189	0,812
Marzo	1,622	1,607	1,512	1,732	1,027	2,297	2,933	1,666	0,618
Aprile	0,790	0,783	0,736	0,843	0,500	1,119	1,428	0,811	0,301
Maggio	0,051	0,101	0,045	0,113	0,046	0,184	0,283	0,030	0,012
Giugno	0,021	0,042	0,019	0,047	0,019	0,076	0,117	0,012	0,005
Luglio	0,017	0,035	0,015	0,039	0,016	0,063	0,097	0,010	0,004
Agosto	0,019	0,037	0,017	0,041	0,017	0,067	0,104	0,011	0,005
Settembre	0,037	0,073	0,033	0,082	0,033	0,133	0,205	0,022	0,009
Ottobre	0,661	0,655	0,616	0,706	0,419	0,936	1,195	0,679	0,252
Novembre	1,423	1,410	1,326	1,519	0,901	2,015	2,573	1,461	0,542
Dicembre	2,167	2,148	2,020	2,314	1,372	3,069	3,919	2,226	0,826
Media	0,950	0,953	0,885	1,028	0,604	1,371	1,762	0,970	0,360

Tabella Apx 3.36 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del V Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,280	3,107	0,717	2,640	2,847	1,611	2,078	1,131	0,598	1,196
Febbraio	0,243	2,697	0,622	2,292	2,472	1,399	1,803	0,982	0,519	1,038
Marzo	0,185	2,052	0,474	1,744	1,880	1,064	1,372	0,747	0,395	0,790
Aprile	0,090	0,999	0,231	0,849	0,916	0,518	0,668	0,364	0,192	0,385
Maggio	0,000	0,162	0,010	0,051	0,058	0,060	0,088	0,015	0,033	0,066
Giugno	0,000	0,067	0,004	0,021	0,024	0,025	0,036	0,006	0,014	0,027
Luglio	0,000	0,055	0,003	0,017	0,020	0,021	0,030	0,005	0,011	0,022
Agosto	0,000	0,059	0,004	0,019	0,021	0,022	0,032	0,005	0,012	0,024
Settembre	0,000	0,117	0,007	0,037	0,042	0,044	0,064	0,011	0,024	0,048
Ottobre	0,075	0,836	0,193	0,711	0,767	0,434	0,559	0,305	0,161	0,322
Novembre	0,162	1,800	0,415	1,530	1,650	0,934	1,204	0,655	0,347	0,693
Dicembre	0,247	2,742	0,633	2,330	2,513	1,422	1,834	0,998	0,528	1,056
Media	0,107	1,224	0,276	1,020	1,101	0,629	0,814	0,435	0,236	0,472

Tabella Apx 3.37 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del V Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,3576	0,3544	0,3333	0,3819	0,2264	0,5064	0,6466	0,3672	0,1362
Febbraio	0,3104	0,3076	0,2893	0,3314	0,1965	0,4396	0,5612	0,3188	0,1183
Marzo	0,2362	0,2340	0,2201	0,2522	0,1495	0,3344	0,4270	0,2425	0,0900
Aprile	0,1150	0,1140	0,1072	0,1228	0,0728	0,1629	0,2080	0,1181	0,0438
Maggio	0,0074	0,0148	0,0066	0,0165	0,0066	0,0268	0,0412	0,0044	0,0018
Giugno	0,0030	0,0061	0,0027	0,0068	0,0027	0,0111	0,0170	0,0018	0,0007
Luglio	0,0025	0,0050	0,0022	0,0056	0,0023	0,0091	0,0141	0,0015	0,0006
Agosto	0,0027	0,0054	0,0024	0,0060	0,0024	0,0098	0,0151	0,0016	0,0007
Settembre	0,0053	0,0107	0,0048	0,0119	0,0048	0,0193	0,0298	0,0032	0,0013
Ottobre	0,0963	0,0954	0,0897	0,1028	0,0609	0,1363	0,1741	0,0989	0,0367
Novembre	0,2072	0,2053	0,1931	0,2212	0,1312	0,2934	0,3746	0,2128	0,0789
Dicembre	0,3156	0,3127	0,2942	0,3370	0,1998	0,4469	0,5706	0,3241	0,1202
Media	0,1383	0,1388	0,1288	0,1497	0,0880	0,1997	0,2566	0,1412	0,0524

Tabella Apx 3.38 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del V Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,0408	0,4523	0,1044	0,3845	0,4146	0,2346	0,3025	0,1647	0,0871	0,1742
Febbraio	0,0354	0,3926	0,0906	0,3337	0,3599	0,2036	0,2626	0,1430	0,0756	0,1512
Marzo	0,0269	0,2987	0,0690	0,2539	0,2738	0,1549	0,1998	0,1088	0,0575	0,1150
Aprile	0,0131	0,1455	0,0336	0,1236	0,1333	0,0755	0,0973	0,0530	0,0280	0,0560
Maggio	0,0001	0,0236	0,0015	0,0074	0,0085	0,0088	0,0128	0,0021	0,0048	0,0096
Giugno	0,0000	0,0098	0,0006	0,0030	0,0035	0,0036	0,0053	0,0009	0,0020	0,0040
Luglio	0,0000	0,0081	0,0005	0,0025	0,0029	0,0030	0,0044	0,0007	0,0016	0,0033
Agosto	0,0000	0,0086	0,0005	0,0027	0,0031	0,0032	0,0047	0,0008	0,0018	0,0035
Settembre	0,0000	0,0171	0,0011	0,0053	0,0061	0,0064	0,0093	0,0015	0,0035	0,0069
Ottobre	0,0110	0,1218	0,0281	0,1035	0,1116	0,0632	0,0814	0,0443	0,0234	0,0469
Novembre	0,0236	0,2621	0,0605	0,2228	0,2402	0,1359	0,1753	0,0954	0,0505	0,1009
Dicembre	0,0360	0,3992	0,0921	0,3393	0,3659	0,2071	0,2670	0,1454	0,0769	0,1537
Media	0,0156	0,1783	0,0402	0,1485	0,1603	0,0917	0,1185	0,0634	0,0344	0,0688

Tabella Apx 3.39 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del V Scenario - II parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del V scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2018.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	22,1	5,307
2	30	10	413,15	25,5	5,698
3	30	10	413,15	25,7	5,722
4	30	10	413,15	20,8	5,146
5	30	10	413,15	23,2	5,432
6	30	10	413,15	24,6	5,596
7	30	10	413,15	26,6	5,819
8	30	10	413,15	39,7	7,109
9	30	10	413,15	17,8	4,765
10	30	10	413,15	9,7	3,520
11	30	10	413,15	31,7	6,354
12	30	10	413,15	15,7	4,472
13	30	10	413,15	47,3	7,758
14	30	10	413,15	28,8	6,055
15	30	10	413,15	24,2	5,548
16	30	10	413,15	16,4	4,572
17	30	10	413,15	18,7	4,873
18	30	10	413,15	15,0	4,370
19	30	10	413,15	30,0	6,180

Tabella Apx 3.40 - Parametri fisici dei camini – V Scenario 2018

Per generare i fogli di output, Aermod ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.15.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2018

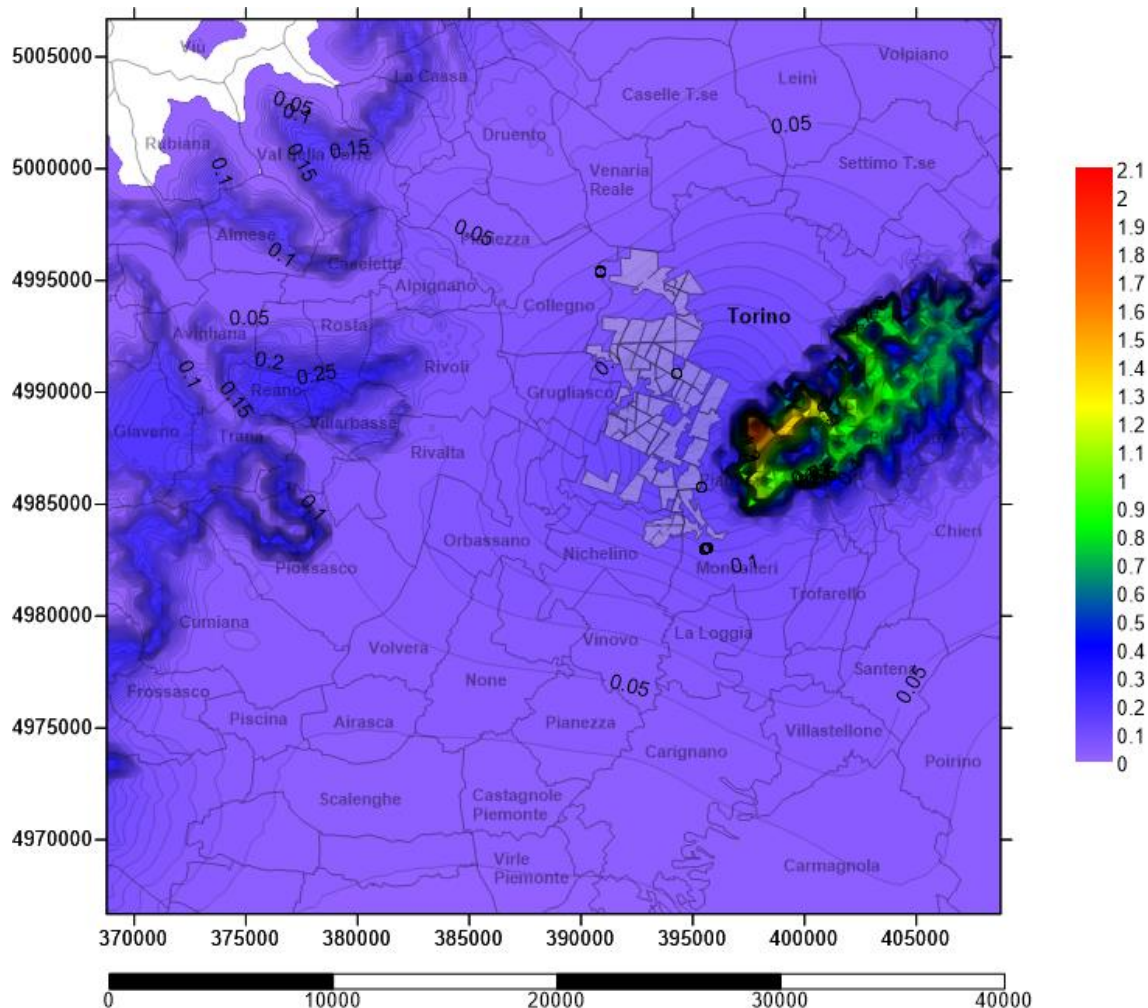


Figura Apx 3.95 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2018, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, con valori superiori a $2,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. L'area di incidenza degli ossidi di azoto continua ad aumentare continuamente. Le isoconcentrazioni hanno passato $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.15.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2018

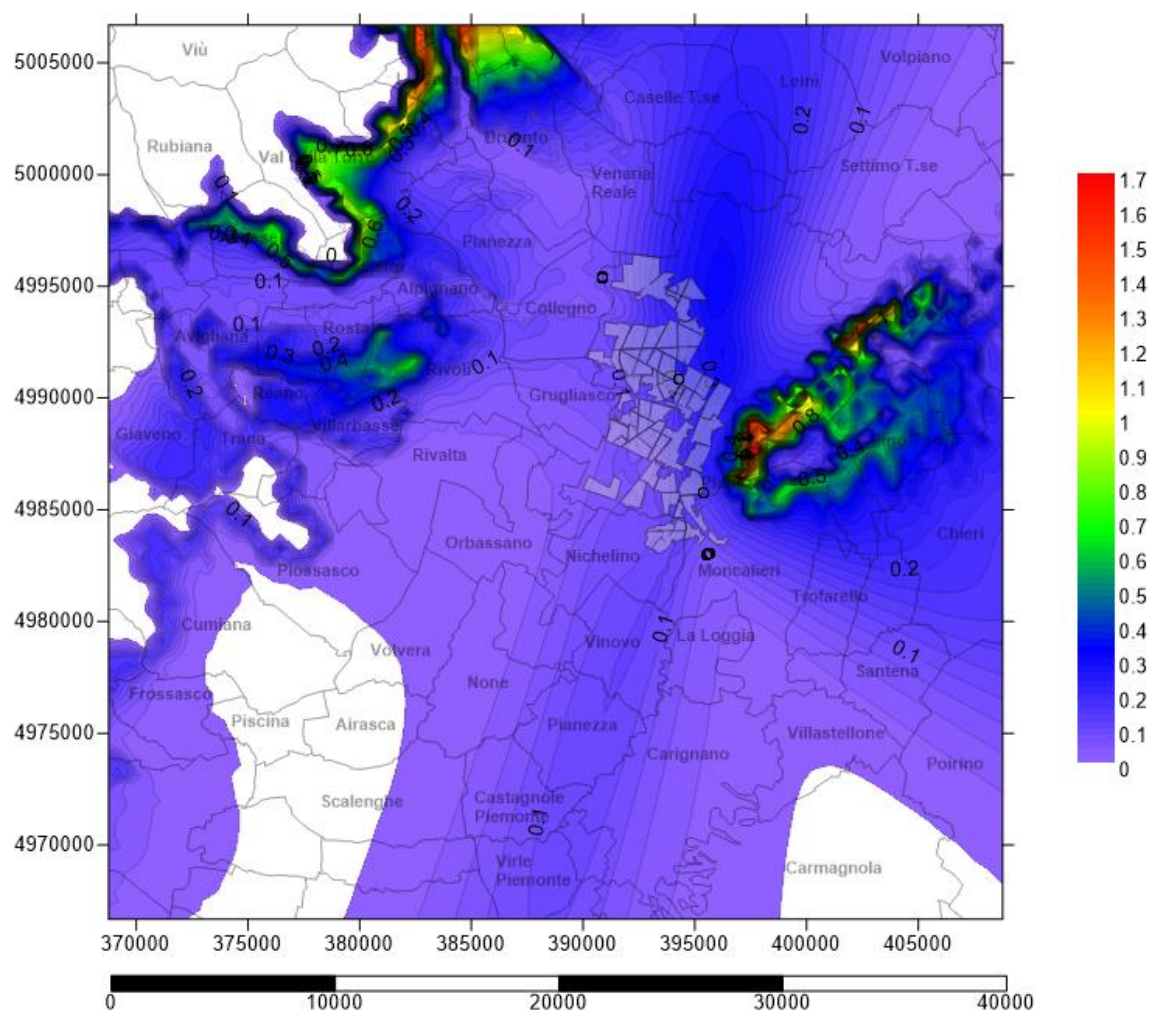


Figura Apx 3.96 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2018
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2018 vede valori massimi di concentrazione di NOx con punte massime che superano $1,70 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Situazione molto simile a quella del 2017 ma con area d'influenza lievemente maggiore. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.15.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2018

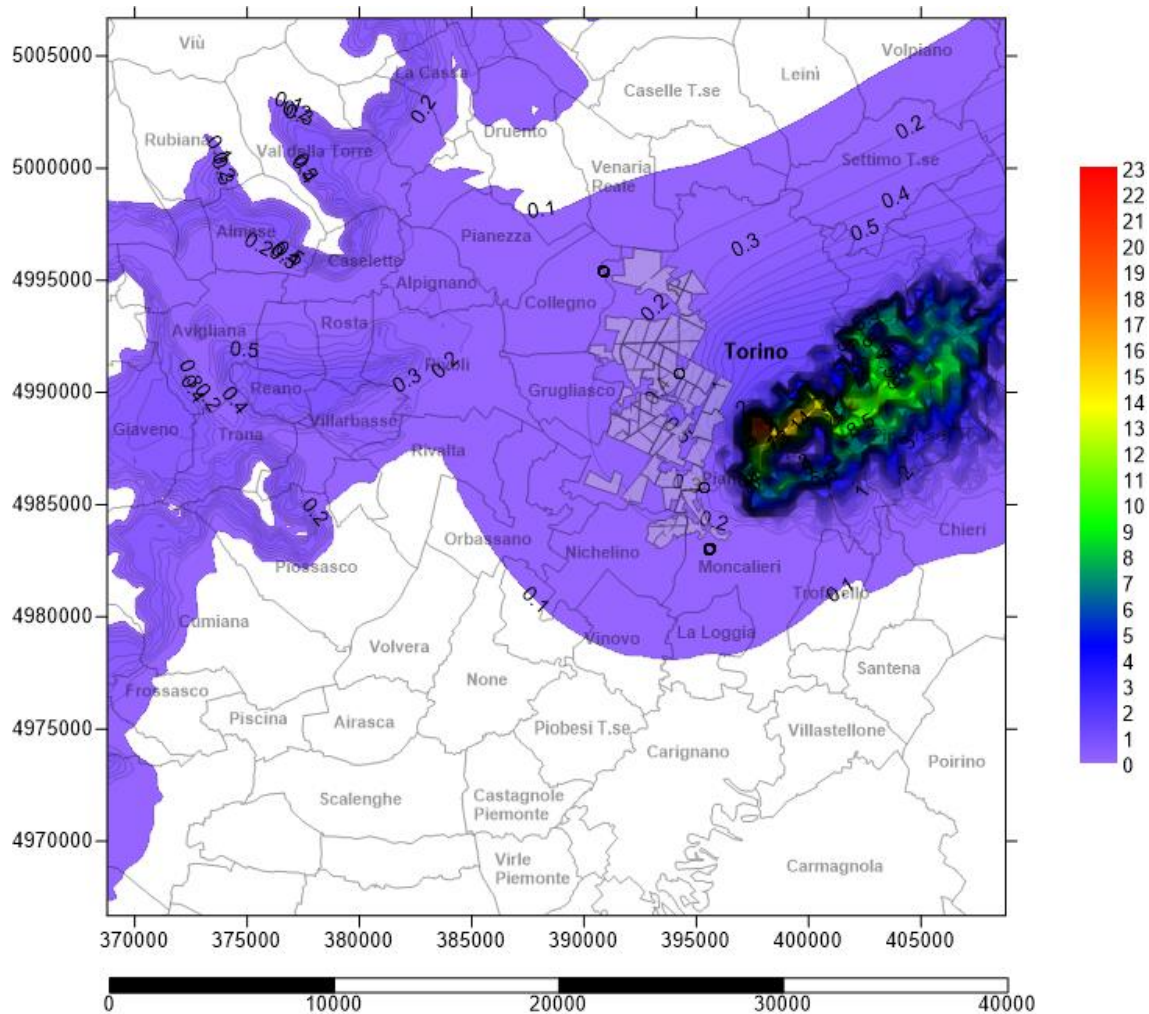


Figura Apx 3.97 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2018
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2018 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che superano i $23 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Nell'area coincidente con Moncalieri nord e zona Mirafiori sud si raggiungono picchi anche di $15-20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ delle concentrazioni, e rispetto alla situazione dell'anno precedente l'inquinamento interessa una superficie più ampia. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.15.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2018

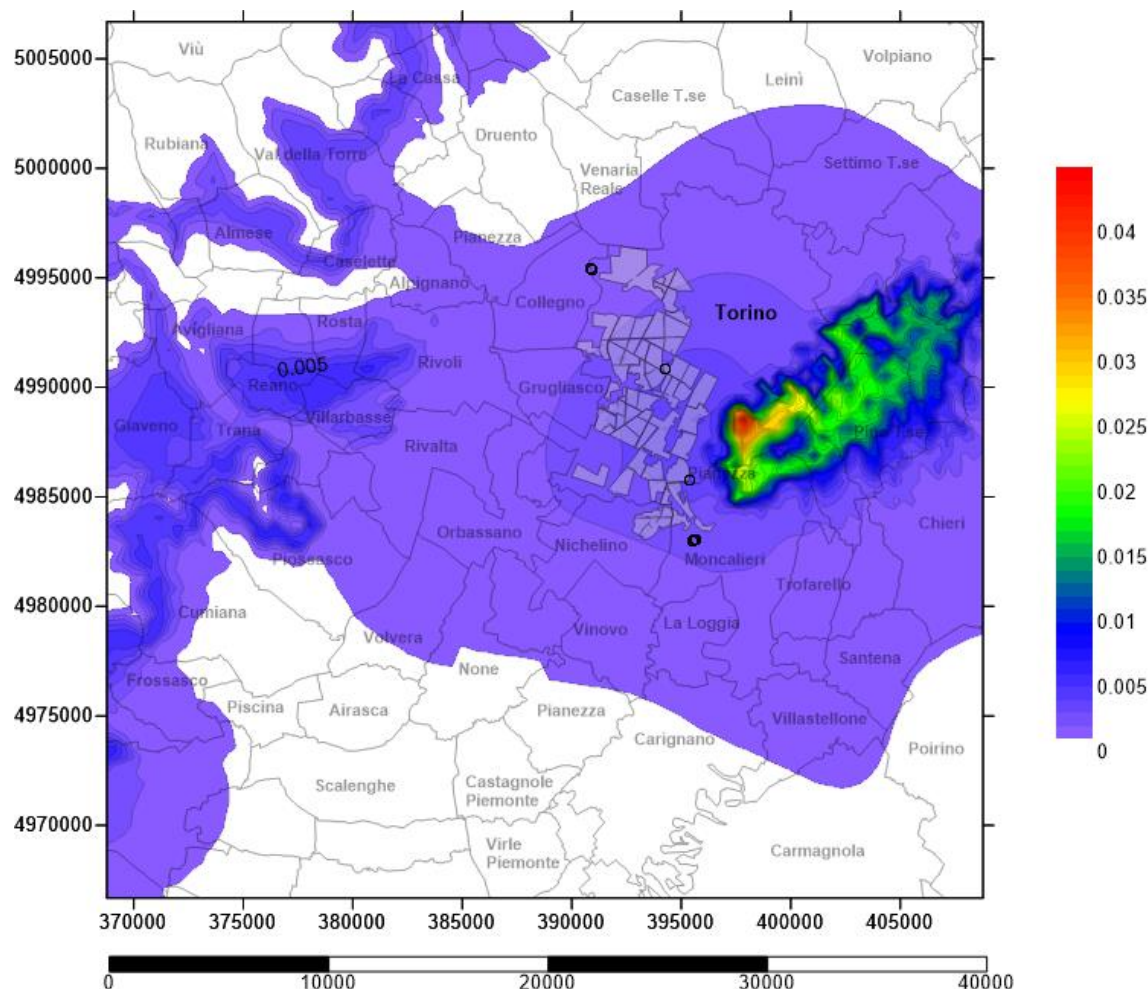


Figura Apx 3.98 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo previste per l'anno 2018 arrivano quasi in tutta l'area di studio a valori di 0,001 µg/m³ e si riscontrano sulla zona pre-collinare di Torino dove tra l'altro l'area rossa ($C > 0,004 \mu\text{g}/\text{m}^3$) è sempre più ampia, sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A.3.15.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2018

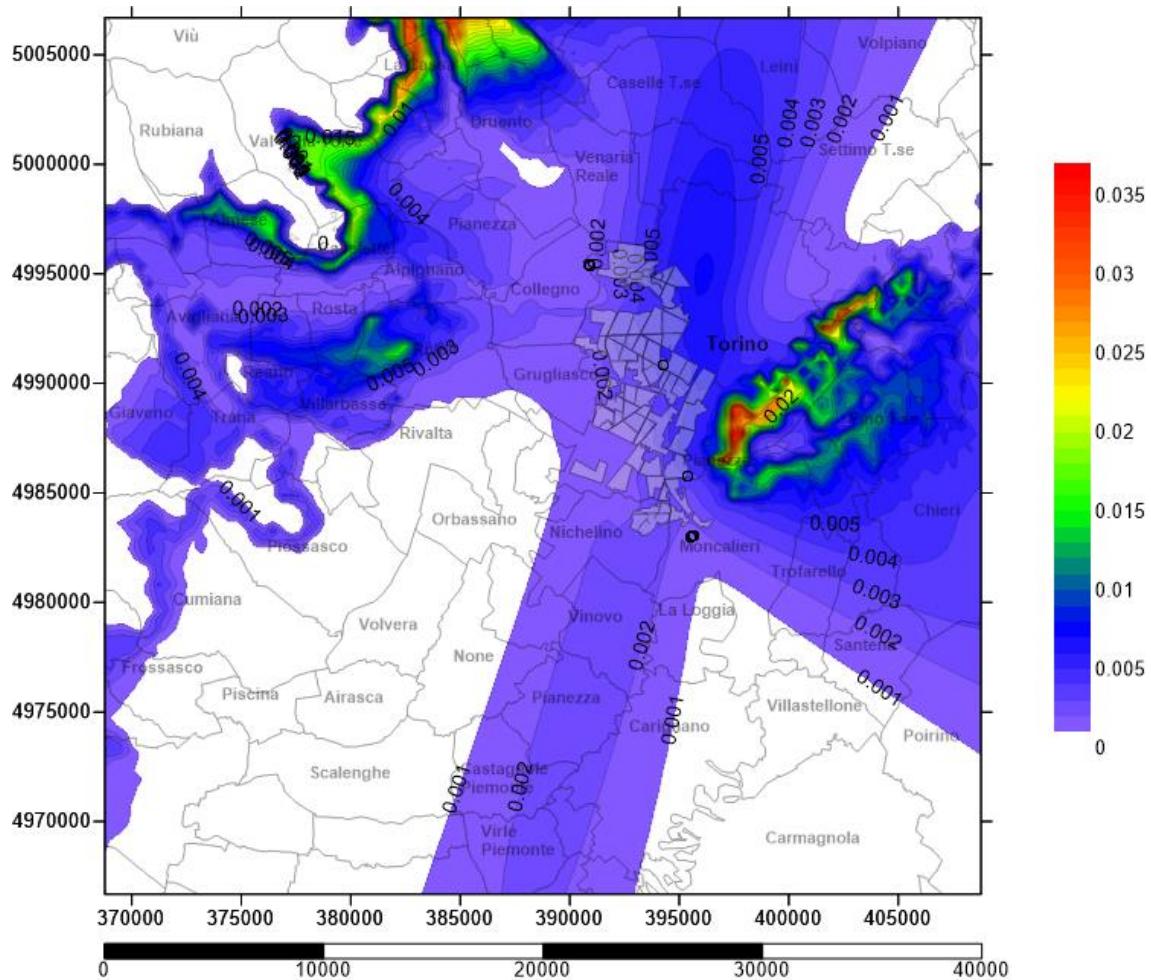


Figura Apx 3.99 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2018. Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Il 26 Dicembre 2018 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo con punte massime che sfiorano i 0,035 µg/m³. Nei pressi degli edifici teleriscaldati è possibile un recupero di Particolato al suolo fino a 0,006 µg/m³.

Le due lingue poste a sud e Nord di Torino d'incidenza al suolo del particolato continuano ad aumentare di dimensione e concentrazione rispetto gli anni precedenti e nel quartiere Torino nord i picchi sono di 0,007 µg/m³. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A.3.15.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2018

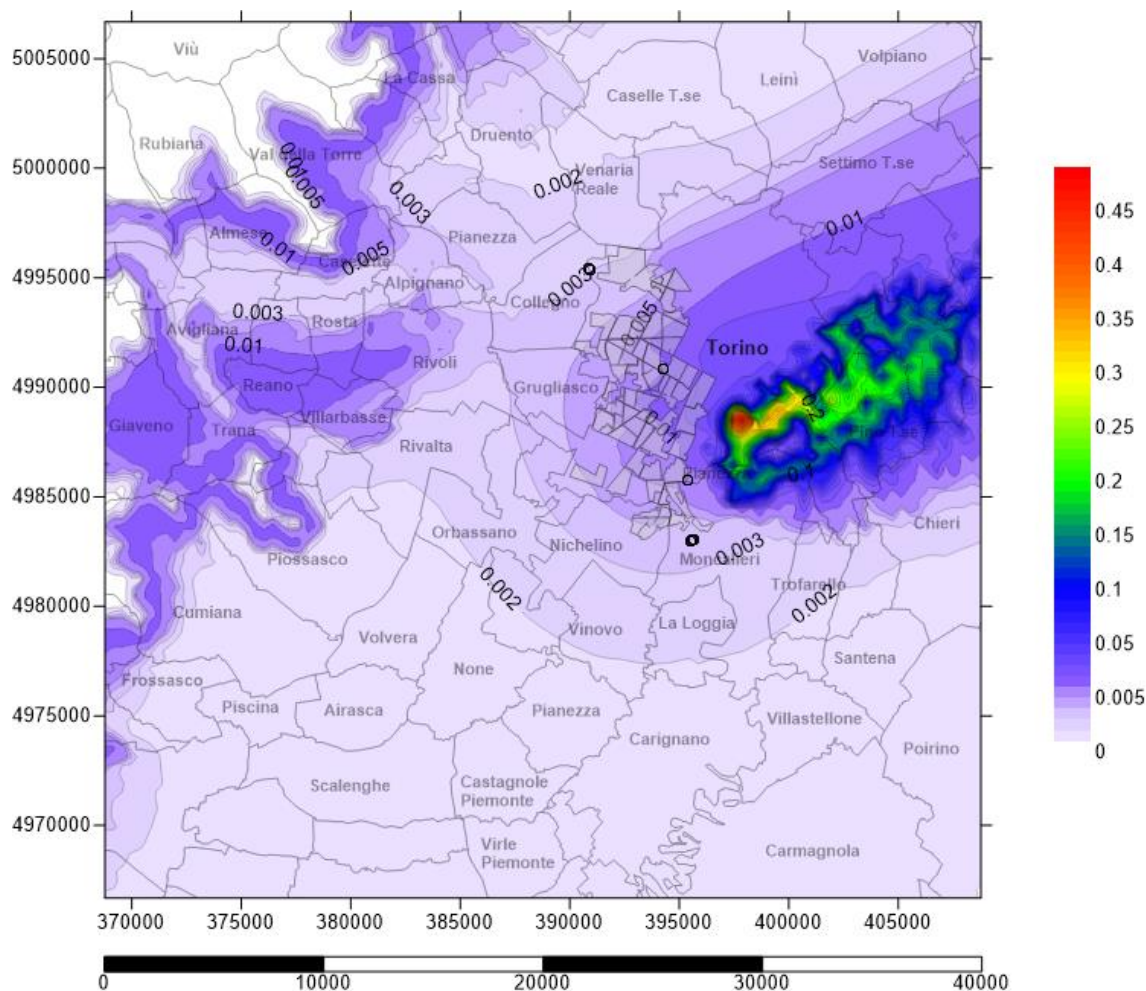


Figura Apx 3.100 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2018
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2018 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte di 0,50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e iniziano ad assumere estensione importante. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni con picchi di 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e nella collina di Rivoli l'area d'incidenza delle emissioni evitate continua ad estendersi notevolmente. Il passo delle iso-concentrazioni è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ fino 0,005 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e poi da 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ diventa 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.16 Dati emissivi per il VI° Scenario di TLR - 2019

Il VI scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste da un lato nel “densificare” le utenze già teleriscaldate nel 2018 e dall’altro ampliare ulteriormente nel nuovo quartieri di Torino-San Salvario il teleriscaldamento le sorgenti saranno le stesse del 2018.

1

Localizzazione camini

Complessivamente nel 2019 vi è un totale di 2,5 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento: 1,0 Mln m³ portano a saturazione l’attuale rete di teleriscaldamento mentre 1,5 Mln m³ di utenze sono ex-novo dislocate nella zona di Torino – San Salvario per un totale di 67,60 Mln m³.

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.376.626	787.761	392.255,87	4.986.136,48
2	2.560.243	1.576.975	394.140,30	4.985.947,61
3	3.178.737	702.628	392.967,19	4.988.233,88
4	2.696.392	1.761.880	392.228,06	4.988.698,60
5	1.930.452	709.050	393.171,26	4.989.360,01
6	3.060.080	2.860.681	393.957,99	4.987.844,09
7	3.165.035	4.405.348	395.445,62	4.988.221,78
8	3.804.144	469.031	394.625,50	4.989.860,85
9	1.393.665	191.931	393.454,29	4.990.498,33
10	466.471	7.364	391.340,68	4.992.263,68
11	2.763.940	2.525.465	392.516,37	4.991.571,20
12	1.057.606	157.597	392.673,70	4.992.727,21
13	3.689.244	788.261	394.391,58	4.992.432,93
14	3.922.818	906.480	394.732,99	4.990.881,03
15	1.796.624	941.877	393.083,73	4.995.086,54
16	2.160.916	1.371.014	394.959,93	4.984.843,20
17	1.687.390	226.656	393.615,08	4.983.832,94
18	1.250.000	1.250.000	395.982,87	4.989.815,68
19	1.000.000	1.000.000	394.481,33	4.994.598,72
TOT	44.960.384	22.640.000		

Tabella Apx 3.41 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 19 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldada, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

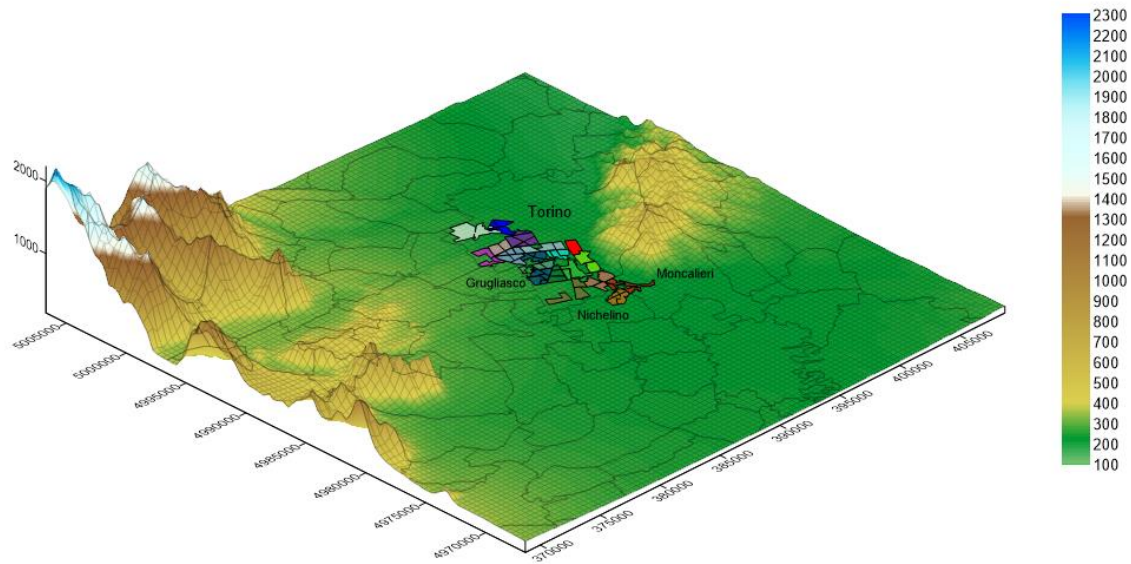


Figura Apx 3.101 - Localizzazione aree teleriscaldade VI scenario - Vista 3D



Figura Apx 3.102 - Localizzazione camini VI scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	2,511	2,495	2,341	2,689	1,592	3,571	4,565	2,577	0,956
Febbraio	2,180	2,166	2,032	2,334	1,382	3,099	3,963	2,237	0,830
Marzo	1,659	1,648	1,546	1,776	1,051	2,358	3,015	1,702	0,631
Aprile	0,808	0,802	0,753	0,865	0,512	1,148	1,468	0,829	0,308
Maggio	0,052	0,105	0,047	0,117	0,047	0,190	0,292	0,031	0,013
Giugno	0,022	0,043	0,019	0,048	0,019	0,079	0,121	0,013	0,005
Luglio	0,018	0,036	0,016	0,040	0,016	0,065	0,100	0,011	0,004
Agosto	0,019	0,038	0,017	0,043	0,017	0,070	0,107	0,011	0,005
Settembre	0,038	0,076	0,034	0,085	0,034	0,137	0,211	0,023	0,009
Ottobre	0,676	0,672	0,630	0,724	0,429	0,961	1,229	0,694	0,257
Novembre	1,455	1,446	1,356	1,558	0,922	2,069	2,645	1,493	0,554
Dicembre	2,216	2,202	2,066	2,373	1,405	3,151	4,029	2,274	0,844
Media	0,971	0,977	0,905	1,054	0,619	1,408	1,812	0,991	0,368

Tabella Apx 3.42 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del VI Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,286	3,190	0,733	2,700	2,912	1,651	2,130	1,154	1,508	1,206
Febbraio	0,248	2,769	0,636	2,344	2,528	1,433	1,849	1,002	1,309	1,047
Marzo	0,189	2,107	0,484	1,783	1,923	1,091	1,407	0,762	0,996	0,797
Aprile	0,092	1,026	0,236	0,868	0,937	0,531	0,685	0,371	0,485	0,388
Maggio	0,000	0,168	0,010	0,052	0,060	0,063	0,091	0,015	0,083	0,066
Giugno	0,000	0,069	0,004	0,022	0,025	0,026	0,038	0,006	0,034	0,027
Luglio	0,000	0,057	0,004	0,018	0,021	0,021	0,031	0,005	0,028	0,023
Agosto	0,000	0,061	0,004	0,019	0,022	0,023	0,033	0,006	0,030	0,024
Settembre	0,000	0,121	0,008	0,038	0,044	0,045	0,066	0,011	0,060	0,048
Ottobre	0,077	0,859	0,197	0,727	0,784	0,445	0,573	0,311	0,406	0,325
Novembre	0,166	1,848	0,425	1,565	1,687	0,957	1,234	0,669	0,874	0,699
Dicembre	0,252	2,815	0,647	2,383	2,570	1,457	1,880	1,019	1,331	1,064
Media	0,109	1,257	0,282	1,043	1,126	0,645	0,835	0,444	0,595	0,476

Tabella Apx 3.43 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del VI Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,3657	0,3633	0,3408	0,3915	0,2318	0,5199	0,6647	0,3752	0,1392
Febbraio	0,3174	0,3153	0,2958	0,3398	0,2012	0,4513	0,5770	0,3257	0,1209
Marzo	0,2415	0,2399	0,2251	0,2585	0,1531	0,3434	0,4390	0,2478	0,0920
Aprile	0,1176	0,1168	0,1096	0,1259	0,0745	0,1672	0,2138	0,1207	0,0448
Maggio	0,0076	0,0152	0,0068	0,0170	0,0069	0,0277	0,0426	0,0045	0,0019
Giugno	0,0032	0,0063	0,0028	0,0070	0,0028	0,0114	0,0176	0,0019	0,0008
Luglio	0,0026	0,0052	0,0023	0,0058	0,0023	0,0094	0,0145	0,0015	0,0006
Agosto	0,0028	0,0056	0,0025	0,0062	0,0025	0,0101	0,0156	0,0017	0,0007
Settembre	0,0055	0,0110	0,0049	0,0123	0,0050	0,0200	0,0308	0,0033	0,0013
Ottobre	0,0984	0,0978	0,0918	0,1054	0,0624	0,1400	0,1790	0,1010	0,0375
Novembre	0,2119	0,2105	0,1975	0,2268	0,1343	0,3012	0,3852	0,2174	0,0807
Dicembre	0,3227	0,3206	0,3008	0,3455	0,2045	0,4588	0,5867	0,3311	0,1229
Media	0,1414	0,1423	0,1317	0,1535	0,0901	0,2050	0,2639	0,1443	0,0536

Tabella Apx 3.44 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del VI Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,0416	0,4645	0,1067	0,3932	0,4241	0,2405	0,3101	0,1681	0,2195	0,1756
Febbraio	0,0361	0,4031	0,0926	0,3413	0,3681	0,2087	0,2692	0,1459	0,1905	0,1524
Marzo	0,0275	0,3067	0,0705	0,2597	0,2801	0,1588	0,2048	0,1110	0,1450	0,1160
Aprile	0,0134	0,1494	0,0343	0,1264	0,1364	0,0773	0,0997	0,0541	0,0706	0,0565
Maggio	0,0001	0,0244	0,0015	0,0076	0,0088	0,0091	0,0133	0,0022	0,0121	0,0097
Giugno	0,0000	0,0101	0,0006	0,0032	0,0036	0,0038	0,0055	0,0009	0,0050	0,0040
Luglio	0,0000	0,0083	0,0005	0,0026	0,0030	0,0031	0,0045	0,0007	0,0041	0,0033
Agosto	0,0000	0,0089	0,0006	0,0028	0,0032	0,0033	0,0049	0,0008	0,0044	0,0035
Settembre	0,0001	0,0177	0,0011	0,0055	0,0063	0,0066	0,0096	0,0016	0,0087	0,0070
Ottobre	0,0112	0,1250	0,0287	0,1058	0,1142	0,0647	0,0835	0,0452	0,0591	0,0473
Novembre	0,0241	0,2691	0,0618	0,2278	0,2457	0,1393	0,1797	0,0974	0,1272	0,1018
Dicembre	0,0367	0,4099	0,0942	0,3470	0,3742	0,2122	0,2737	0,1483	0,1937	0,1550
Media	0,0159	0,1831	0,0411	0,1519	0,1640	0,0940	0,1215	0,0647	0,0867	0,0693

Tabella Apx 3.45 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del VI Scenario - II parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del VI scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2019.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	22,4	5,343
2	30	10	413,15	25,8	5,734
3	30	10	413,15	26,0	5,759
4	30	10	413,15	21,1	5,183
5	30	10	413,15	23,5	5,467
6	30	10	413,15	24,9	5,635
7	30	10	413,15	27,0	5,858
8	30	10	413,15	40,2	7,153
9	30	10	413,15	18,1	4,795
10	30	10	413,15	9,9	3,544
11	30	10	413,15	32,1	6,397
12	30	10	413,15	15,9	4,501
13	30	10	413,15	47,9	7,808
14	30	10	413,15	29,2	6,095
15	30	10	413,15	24,6	5,601
16	30	10	413,15	16,6	4,602
17	30	10	413,15	18,9	4,902
18	30	10	413,15	37,5	6,910
19	30	10	413,15	30,0	6,180

Tabella Apx 3.46 - Parametri fisici dei camini – VI Scenario 2019

Per generare i fogli di output, Aermod ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.16.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2019

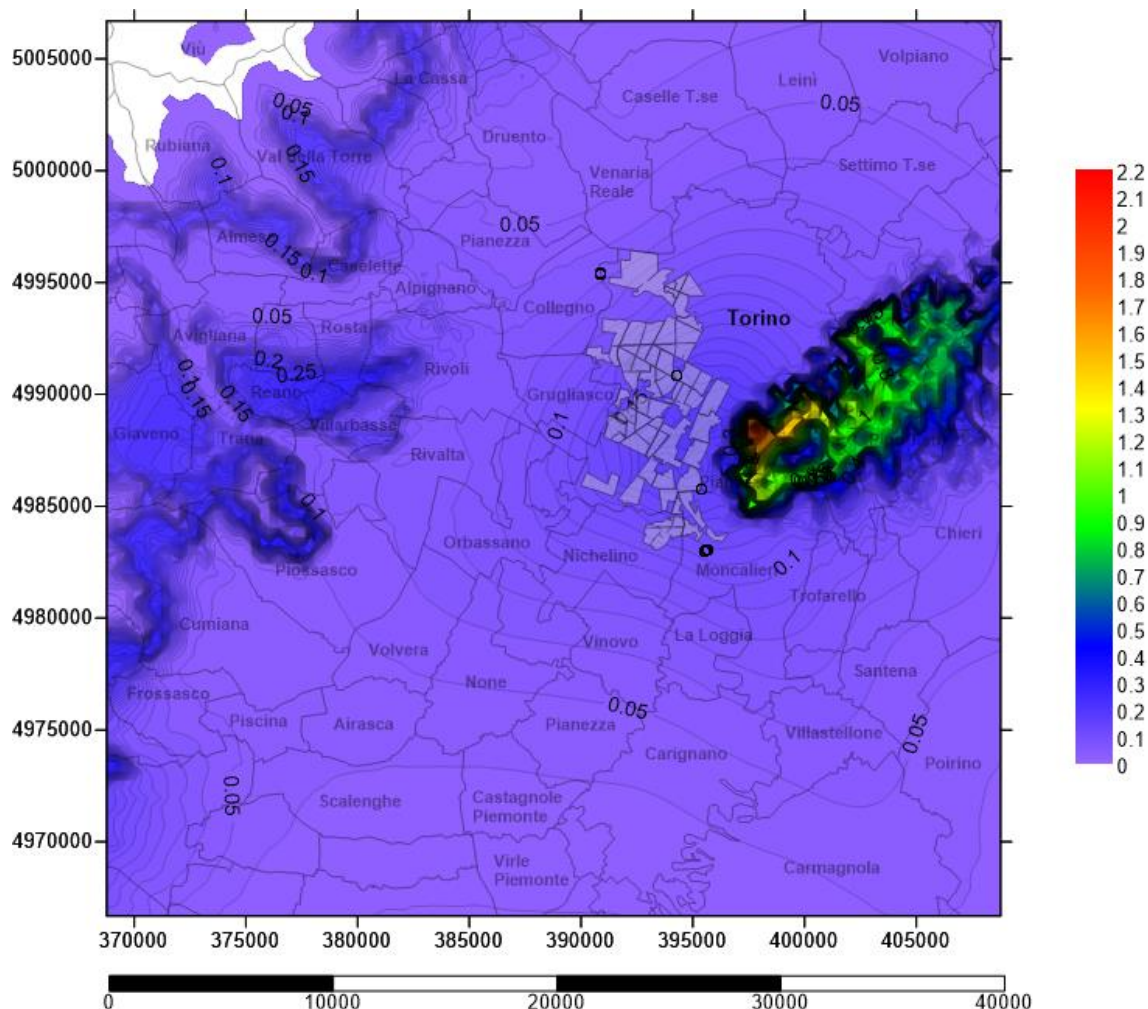


Figura Apx 3.103 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nell'arco dell'anno 2019, in media, le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. Anche nella vetta di Viù è possibile recuperare per la prima volta degli NOx con concentrazione di $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Da notare il valore massimo di concentrazione, intorno a $2,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Le iso-concentrazione presentano passo di $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.16.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2019

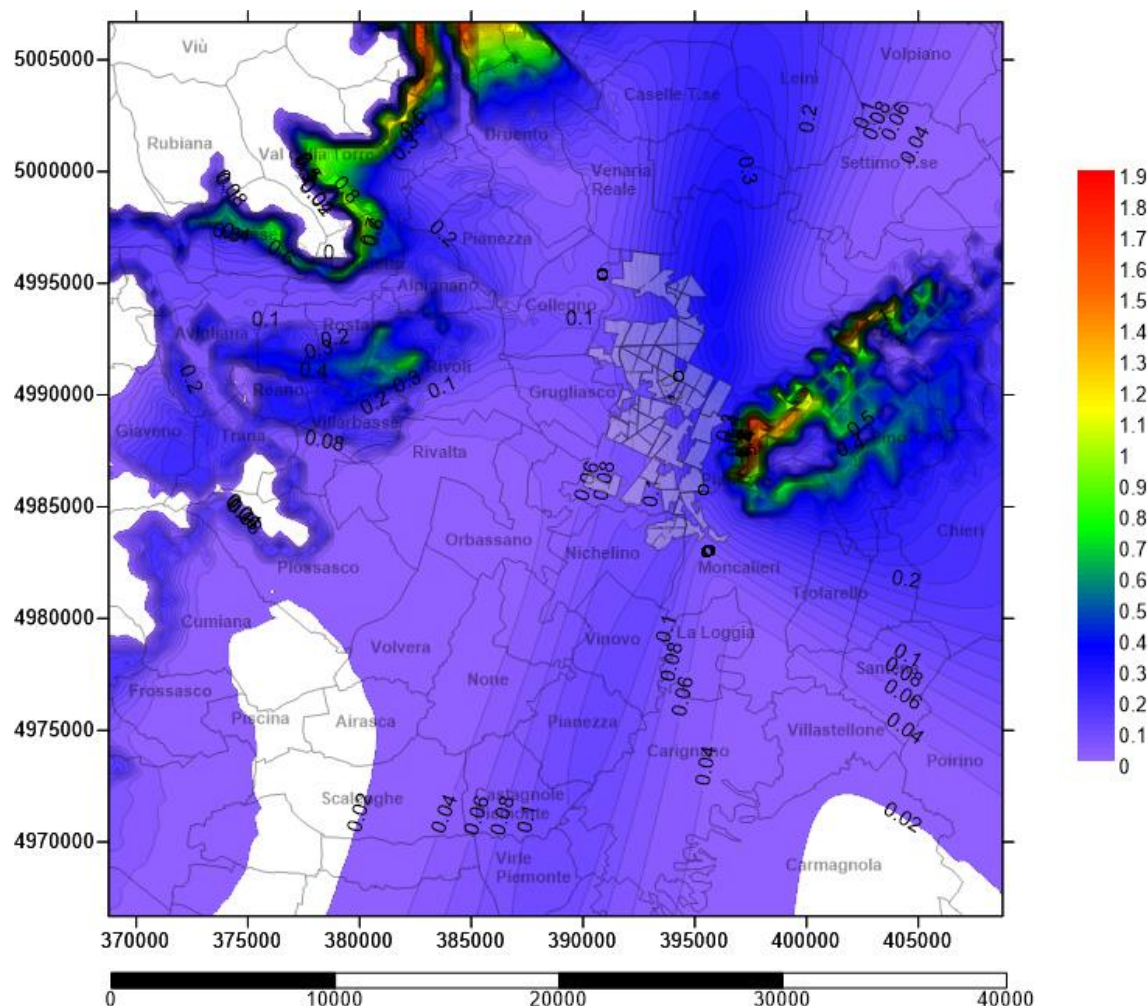


Figura Apx 3.104 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2019
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Rispetto al 26 dicembre 2018, mentre i valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese e le zone pedemontane, sfiorano sempre i $1,9 \mu\text{g}/\text{m}^3$, la deposizione di NOx al suolo il 26 dicembre 2019 interessa un'area sempre più con nuove zone di incidenza nella zona sud dell'area di studio. Nei pressi di Torino nord si riscontrano valori di concentrazione pari a quasi $0,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.16.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2019

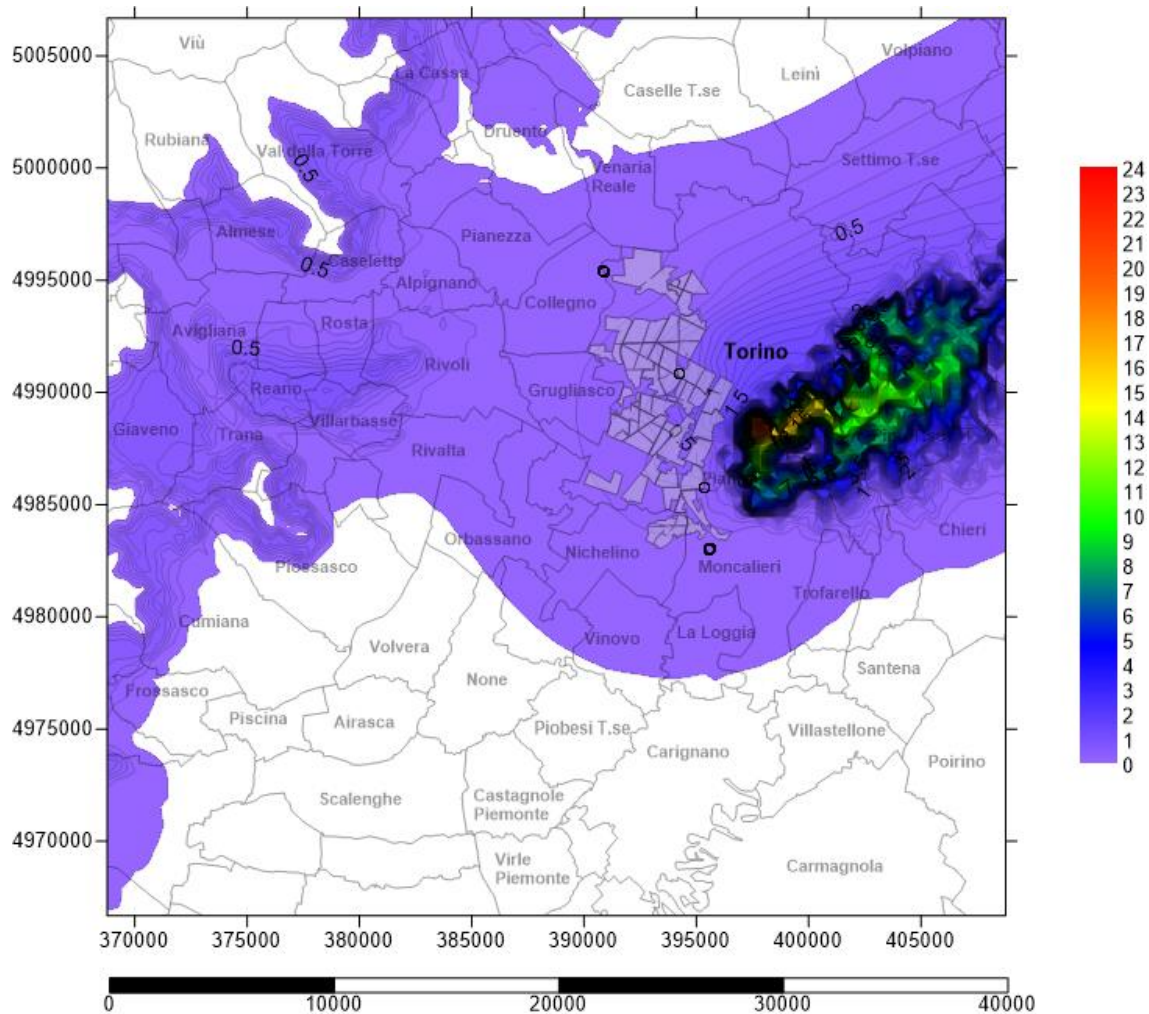


Figura Apx 3.105 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2019
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2019 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $24 \mu\text{g}/\text{m}^3$, ben $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ in più del 03/01/2018. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.16.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2019

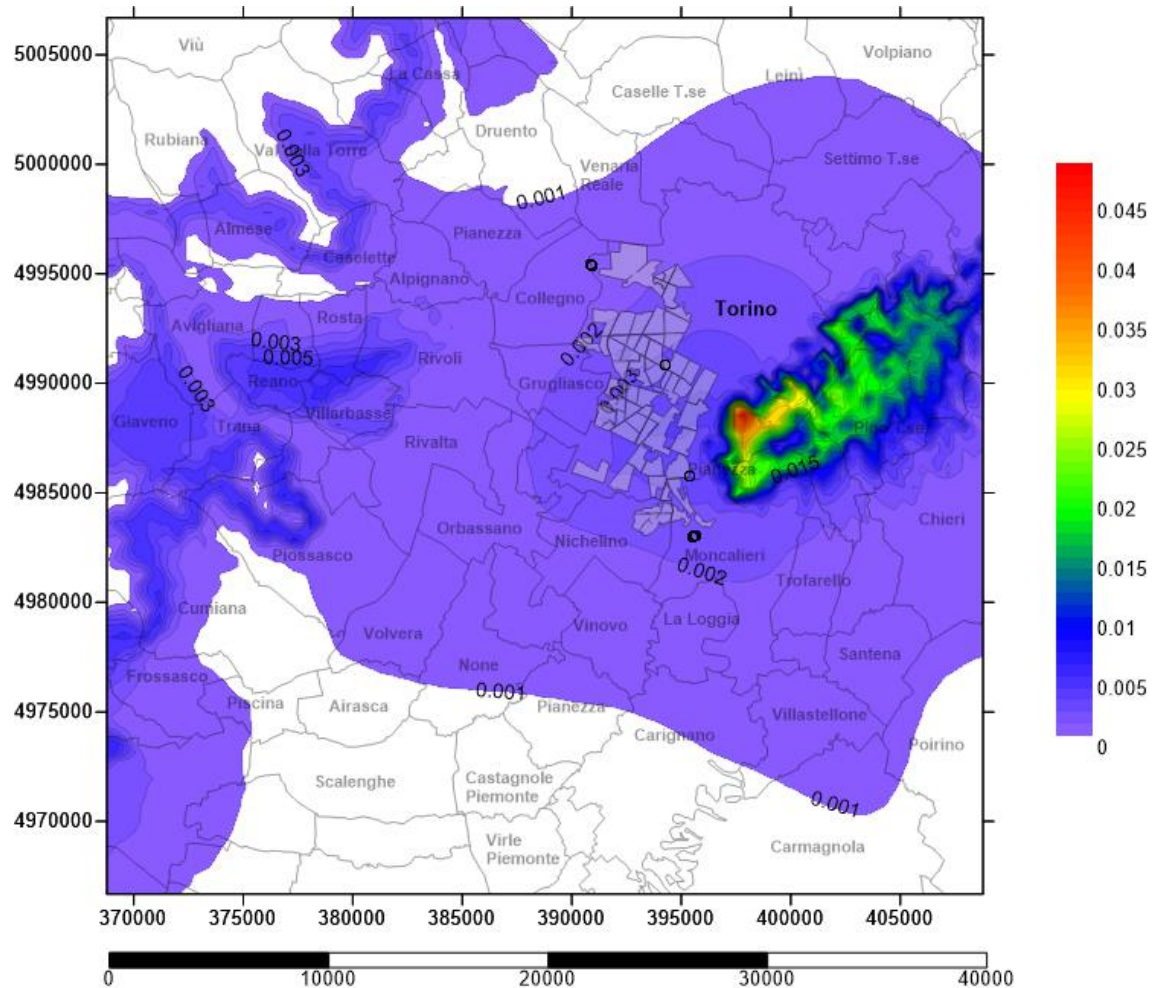


Figura Apx 3.106 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Gran parte dell'area di studio risulta essere interessata anche per il 2019 dal recupero al suolo di PM₁₀ a seguito dell'estensione del teleriscaldamento e di conseguenza dello spegnimento delle caldaie domestiche. Le massime concentrazioni di PM₁₀ registrate al suolo superano gli 0,049 µg/m³.
Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,0001 µg/m³.

A.3.16.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2019

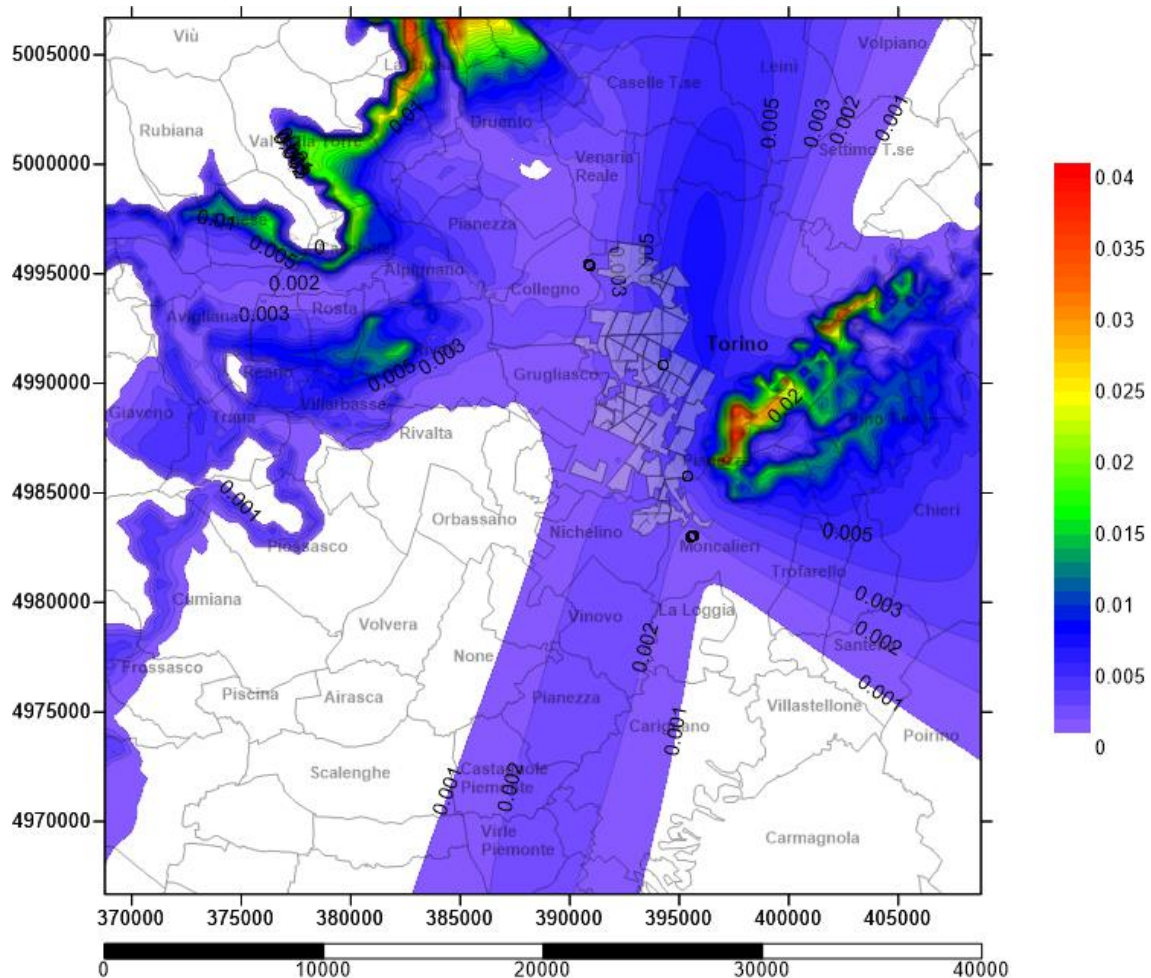


Figura Apx 3.107 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2019
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Il 26 Dicembre 2019 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo con punte massime di recupero ambientale che sfiorano i 0,042 µg/m³ sulle zone pedemontane. I PM₁₀ in questo giorno tendono a incidere su aree sempre maggiori toccando a sud i Comuni di Carmagnola e Virle Piemonte; a ovest Rivoli, Rosta, Reano, Casellette e Almese; a nord Venaria Reale, Caselle T.se, Leini, Settimo T.se e Volpiano. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A.3.16.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2019

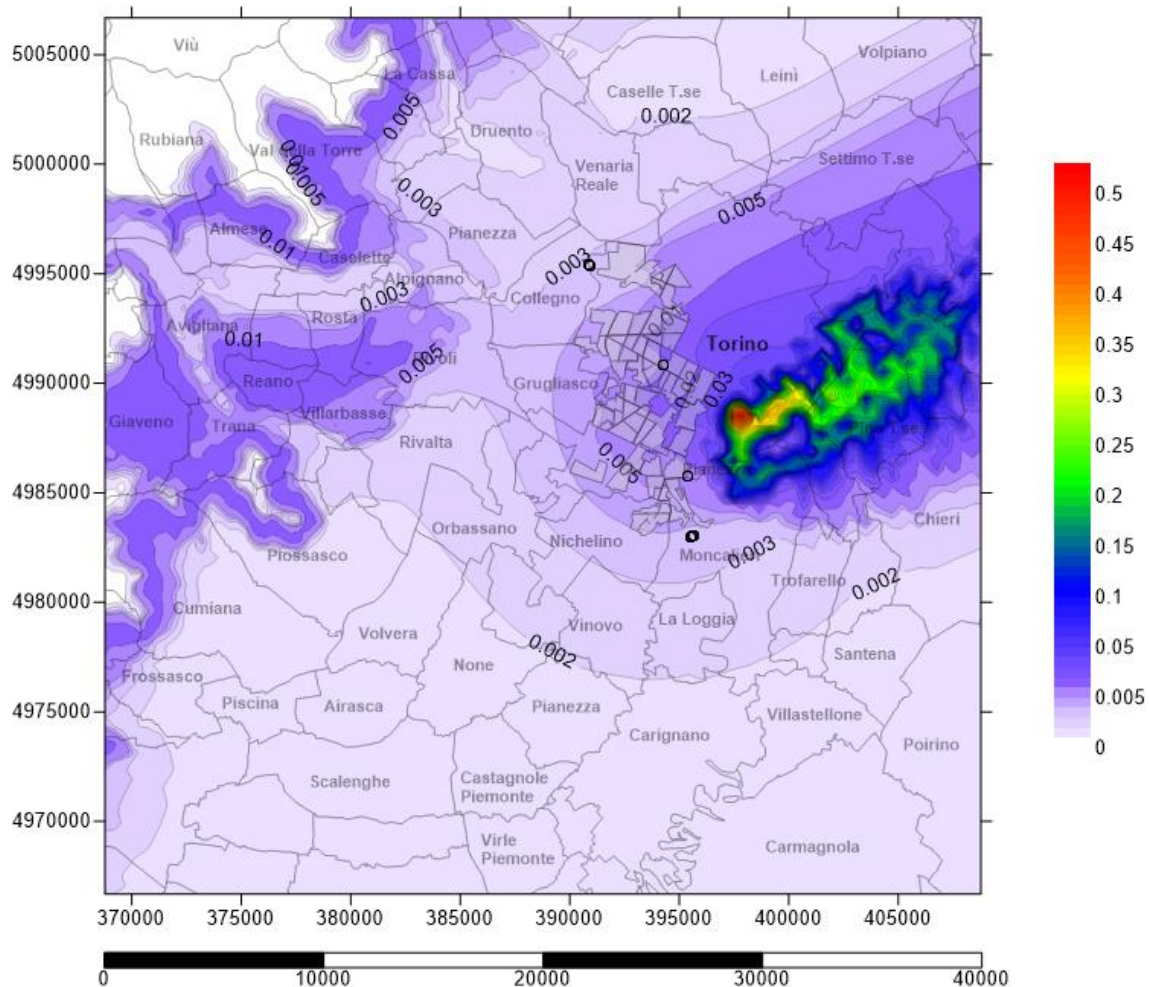


Figura Apx 3.108 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2019
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2019 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla torinese, con punte di $0,54 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (maggiore di $0,04 \mu\text{g}/\text{m}^3$ rispetto al 2018) che iniziano ad assumere estensione importante. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano sempre più ampie zone con concentrazione < di $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e nella collina di Rivoli l'area d'incidenza delle emissioni evitate continua ad estendersi notevolmente. Il passo delle iso-concentrazioni è $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$ fino $0,005 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e poi da $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ diventa $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.17 Dati emissivi per il VII° Scenario di TLR - 2020

L'VII scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste nel “densificare” le utenze già teleriscaldate nel 2020 le sorgenti saranno le stesse del 2020.

1

Localizzazione camini

Complessivamente nel 2020 vi è un totale di 1,0 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento portando a saturazione l'attuale rete di teleriscaldamento per un totale di 68,60 Mln m³.

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.416.069	806.595	392.255,87	4.986.136,48
2	2.590.061	1.615.450	394.140,30	4.985.947,61
3	3.215.847	719.342	392.967,19	4.988.233,88
4	2.727.571	1.804.442	392.228,06	4.988.698,60
5	1.953.212	726.697	393.171,26	4.989.360,01
6	3.095.791	2.931.106	393.957,99	4.987.844,09
7	3.202.105	4.514.474	395.445,62	4.988.221,78
8	3.848.994	480.704	394.625,50	4.989.860,85
9	1.410.096	196.708	393.454,29	4.990.498,33
10	471.970	7.547	391.340,68	4.992.263,68
11	2.796.526	2.588.319	392.516,37	4.991.571,20
12	1.070.075	161.519	392.673,70	4.992.727,21
13	3.732.738	807.880	394.391,58	4.992.432,93
14	3.969.067	929.040	394.732,99	4.990.881,03
15	1.817.806	965.319	393.083,73	4.995.086,54
16	2.186.027	1.404.363	394.959,93	4.984.843,20
17	1.706.430	230.495	393.615,08	4.983.832,94
18	1.250.000	1.250.000	395.982,87	4.989.815,68
19	1.000.000	1.000.000	394.481,33	4.994.598,72
TOT	45.460.384	23.140.000		

Tabella Apx 3.47 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 19 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldada, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

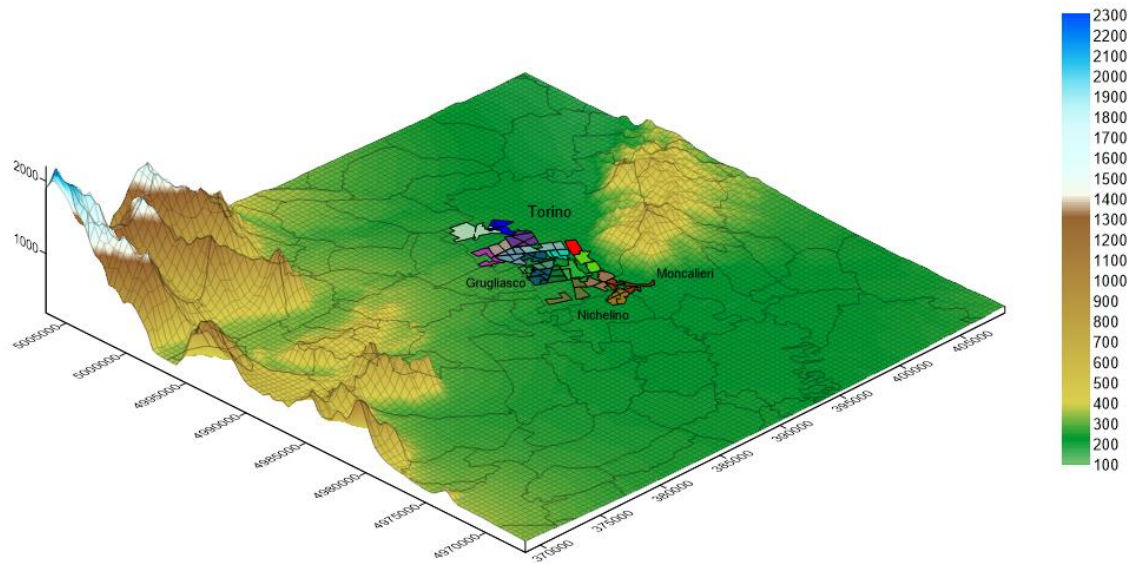


Figura Apx 3.109 - Localizzazione aree teleriscaldate VII scenario - Vista 3D



Figura Apx 3.110 - Localizzazione camini VII scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	2,682	2,671	2,500	2,879	1,702	3,828	4,902	2,750	1,021
Febbraio	2,328	2,319	2,170	2,499	1,478	3,323	4,255	2,387	0,886
Marzo	1,771	1,764	1,651	1,901	1,124	2,528	3,237	1,816	0,674
Aprile	0,863	0,859	0,804	0,926	0,547	1,231	1,576	0,885	0,328
Maggio	0,056	0,113	0,050	0,126	0,051	0,205	0,316	0,034	0,014
Giugno	0,023	0,047	0,021	0,052	0,021	0,085	0,131	0,014	0,006
Luglio	0,019	0,039	0,017	0,043	0,017	0,070	0,108	0,011	0,005
Agosto	0,021	0,041	0,018	0,046	0,019	0,075	0,116	0,012	0,005
Settembre	0,041	0,082	0,036	0,091	0,037	0,148	0,228	0,024	0,010
Ottobre	0,722	0,719	0,673	0,775	0,458	1,031	1,320	0,740	0,275
Novembre	1,554	1,548	1,448	1,668	0,986	2,218	2,840	1,594	0,591
Dicembre	2,367	2,358	2,206	2,541	1,502	3,379	4,326	2,427	0,901
Media	1,037	1,047	0,966	1,129	0,662	1,510	1,946	1,058	0,393

Tabella Apx 3.48 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del VII Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,305	3,421	0,782	2,884	3,111	1,768	2,281	1,230	1,588	1,270
Febbraio	0,264	2,969	0,679	2,504	2,701	1,535	1,980	1,068	1,378	1,103
Marzo	0,201	2,259	0,517	1,905	2,055	1,168	1,506	0,813	1,049	0,839
Aprile	0,098	1,100	0,252	0,928	1,001	0,569	0,734	0,396	0,511	0,409
Maggio	0,001	0,181	0,011	0,056	0,065	0,068	0,098	0,016	0,087	0,070
Giugno	0,000	0,075	0,005	0,023	0,027	0,028	0,041	0,007	0,036	0,029
Luglio	0,000	0,062	0,004	0,019	0,022	0,023	0,034	0,006	0,030	0,024
Agosto	0,000	0,066	0,004	0,021	0,024	0,025	0,036	0,006	0,032	0,026
Settembre	0,000	0,131	0,008	0,041	0,047	0,049	0,071	0,012	0,063	0,051
Ottobre	0,082	0,921	0,211	0,776	0,838	0,476	0,614	0,331	0,428	0,342
Novembre	0,176	1,982	0,453	1,671	1,803	1,024	1,321	0,713	0,920	0,736
Dicembre	0,269	3,019	0,690	2,546	2,746	1,560	2,013	1,086	1,402	1,121
Media	0,116	1,349	0,301	1,115	1,203	0,691	0,894	0,474	0,627	0,502

Tabella Apx 3.49 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del VII Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,3906	0,3890	0,3640	0,4192	0,2479	0,5574	0,7137	0,4005	0,1486
Febbraio	0,3390	0,3376	0,3159	0,3638	0,2152	0,4839	0,6195	0,3476	0,1290
Marzo	0,2579	0,2569	0,2404	0,2768	0,1637	0,3681	0,4714	0,2645	0,0982
Aprile	0,1256	0,1251	0,1171	0,1348	0,0797	0,1793	0,2295	0,1288	0,0478
Maggio	0,0082	0,0164	0,0073	0,0184	0,0074	0,0298	0,0460	0,0049	0,0020
Giugno	0,0034	0,0068	0,0030	0,0076	0,0031	0,0123	0,0190	0,0020	0,0008
Luglio	0,0028	0,0056	0,0025	0,0063	0,0025	0,0102	0,0157	0,0017	0,0007
Agosto	0,0030	0,0060	0,0027	0,0067	0,0027	0,0109	0,0168	0,0018	0,0007
Settembre	0,0059	0,0119	0,0053	0,0133	0,0054	0,0216	0,0332	0,0035	0,0014
Ottobre	0,1051	0,1047	0,0980	0,1128	0,0667	0,1501	0,1921	0,1078	0,0400
Novembre	0,2263	0,2254	0,2109	0,2429	0,1436	0,3230	0,4135	0,2320	0,0861
Dicembre	0,3447	0,3433	0,3212	0,3699	0,2188	0,4920	0,6299	0,3534	0,1312
Media	0,1511	0,1524	0,1407	0,1644	0,0964	0,2199	0,2834	0,1540	0,0572

Tabella Apx 3.50 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del VII Scenario - I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,0444	0,4981	0,1139	0,4200	0,4530	0,2574	0,3321	0,1791	0,2312	0,1850
Febbraio	0,0385	0,4323	0,0989	0,3645	0,3932	0,2234	0,2882	0,1555	0,2007	0,1606
Marzo	0,0293	0,3289	0,0752	0,2774	0,2992	0,1700	0,2193	0,1183	0,1527	0,1222
Aprile	0,0143	0,1602	0,0366	0,1351	0,1457	0,0828	0,1068	0,0576	0,0744	0,0595
Maggio	0,0001	0,0264	0,0016	0,0082	0,0095	0,0098	0,0143	0,0023	0,0127	0,0102
Giugno	0,0000	0,0109	0,0007	0,0034	0,0039	0,0041	0,0059	0,0010	0,0053	0,0042
Luglio	0,0000	0,0090	0,0006	0,0028	0,0032	0,0034	0,0049	0,0008	0,0043	0,0035
Agosto	0,0000	0,0096	0,0006	0,0030	0,0035	0,0036	0,0052	0,0009	0,0047	0,0037
Settembre	0,0001	0,0191	0,0012	0,0059	0,0068	0,0071	0,0103	0,0017	0,0092	0,0074
Ottobre	0,0119	0,1341	0,0307	0,1131	0,1220	0,0693	0,0894	0,0482	0,0623	0,0498
Novembre	0,0257	0,2886	0,0660	0,2433	0,2625	0,1491	0,1924	0,1038	0,1340	0,1072
Dicembre	0,0391	0,4396	0,1005	0,3706	0,3998	0,2272	0,2931	0,1581	0,2041	0,1633
Media	0,0170	0,1964	0,0439	0,1623	0,1752	0,1006	0,1302	0,0689	0,0913	0,0730

Tabella Apx 3.51 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del VII Scenario - II parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del VII scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2020.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	22,7	5,378
2	30	10	413,15	26,2	5,770
3	30	10	413,15	26,4	5,795
4	30	10	413,15	21,4	5,219
5	30	10	413,15	23,8	5,502
6	30	10	413,15	25,3	5,675
7	30	10	413,15	27,3	5,897
8	30	10	413,15	40,7	7,197
9	30	10	413,15	18,3	4,825
10	30	10	413,15	10,0	3,568
11	30	10	413,15	32,6	6,440
12	30	10	413,15	16,1	4,530
13	30	10	413,15	48,5	7,857
14	30	10	413,15	29,6	6,136
15	30	10	413,15	25,1	5,653
16	30	10	413,15	16,8	4,631
17	30	10	413,15	19,1	4,931
18	30	10	413,15	37,5	6,910
19	30	10	413,15	30,0	6,180

Tabella Apx 3.52 - Parametri fisici dei camini – VII Scenario 2020

Per generare i fogli di output, Aermod ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.17.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2020

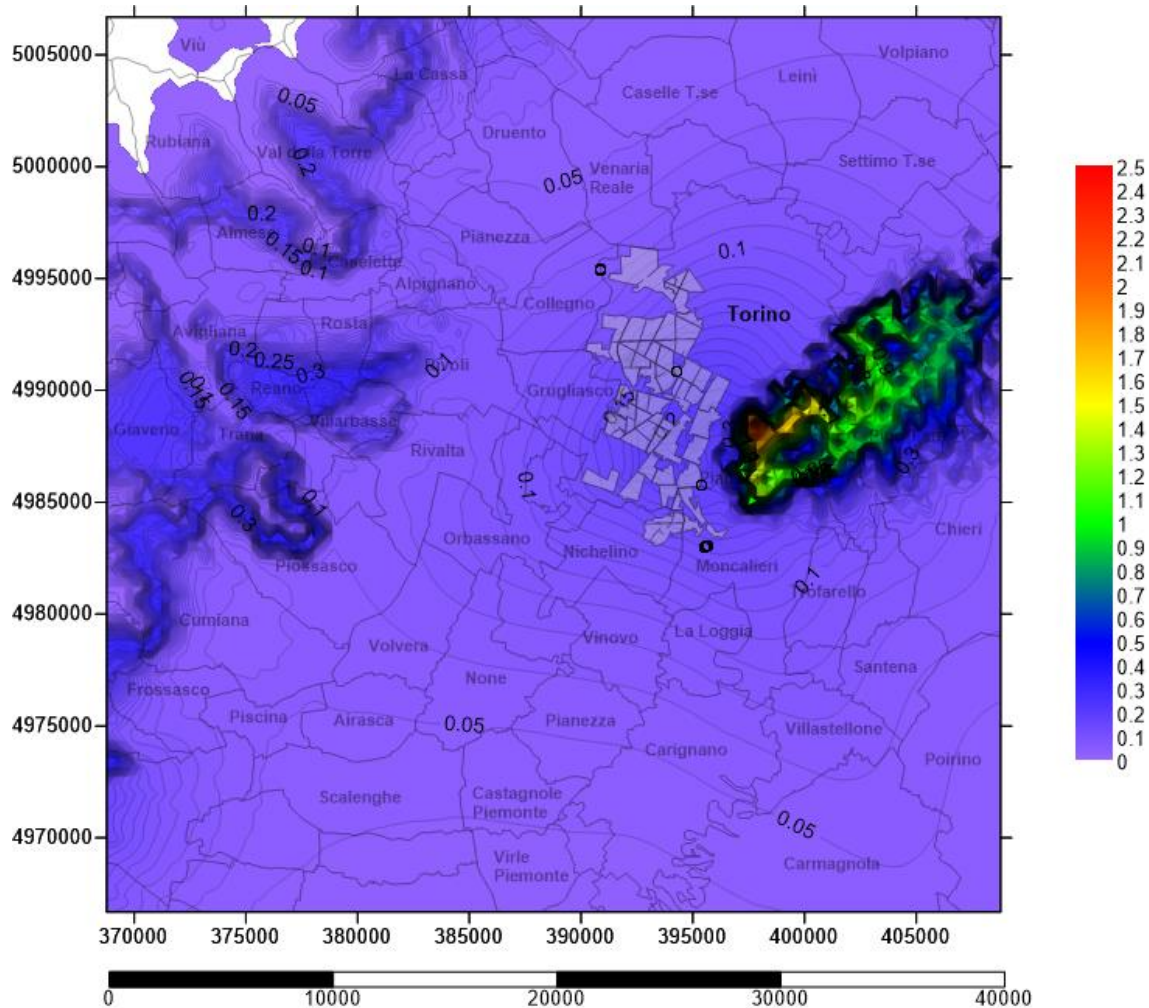


Figura Apx 3.111- Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Anche per il 2020 si sono rintracciate le massime concentrazioni di NOx sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa, ma rispetto agli anni precedenti, il picco è aumentato a $2,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e mediamente la concentrazione di NOx evitato è più diffusa. Le iso-concentrazioni hanno passo di $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.17.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2020

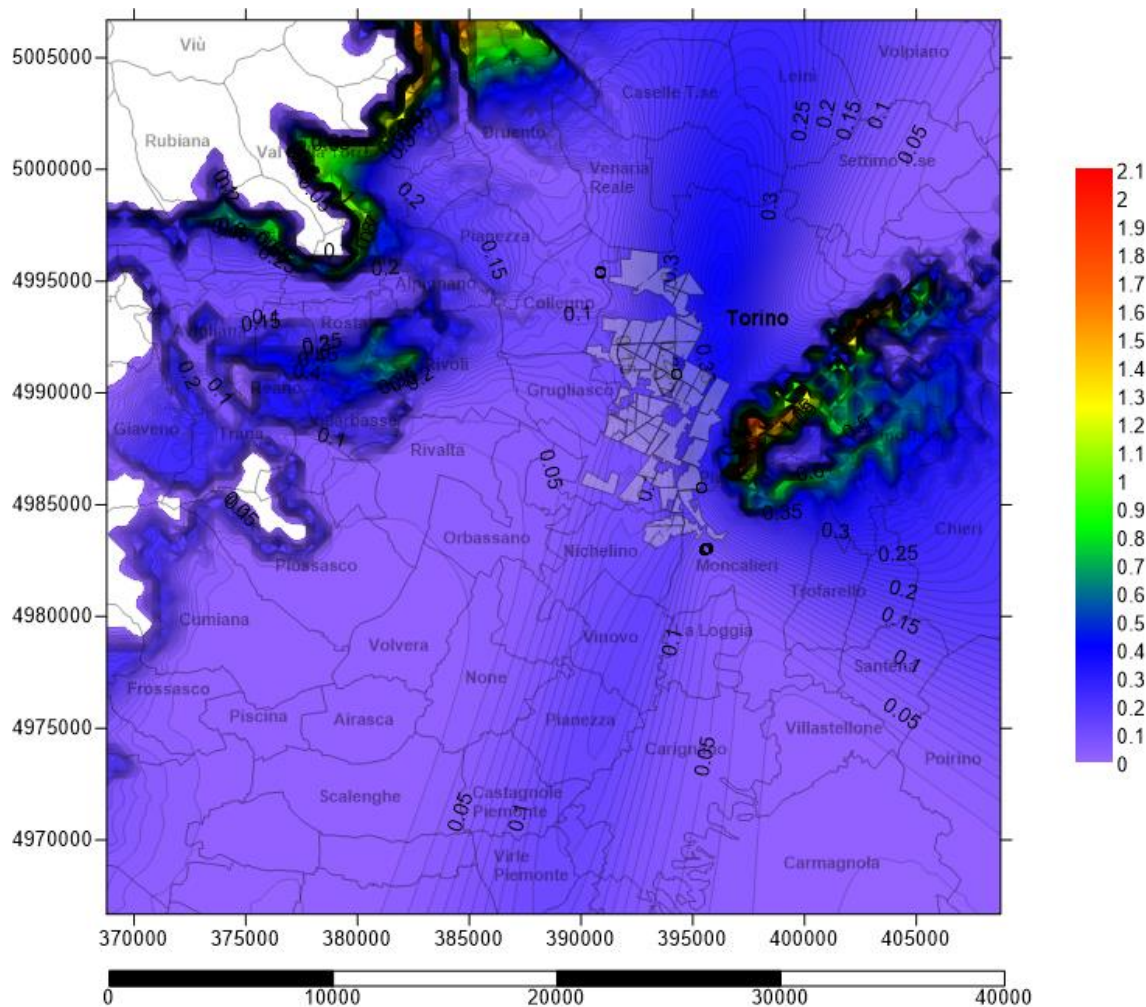


Figura Apx 3.112 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2020
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2020 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime di recupero al suolo di circa $2,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.17.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2020

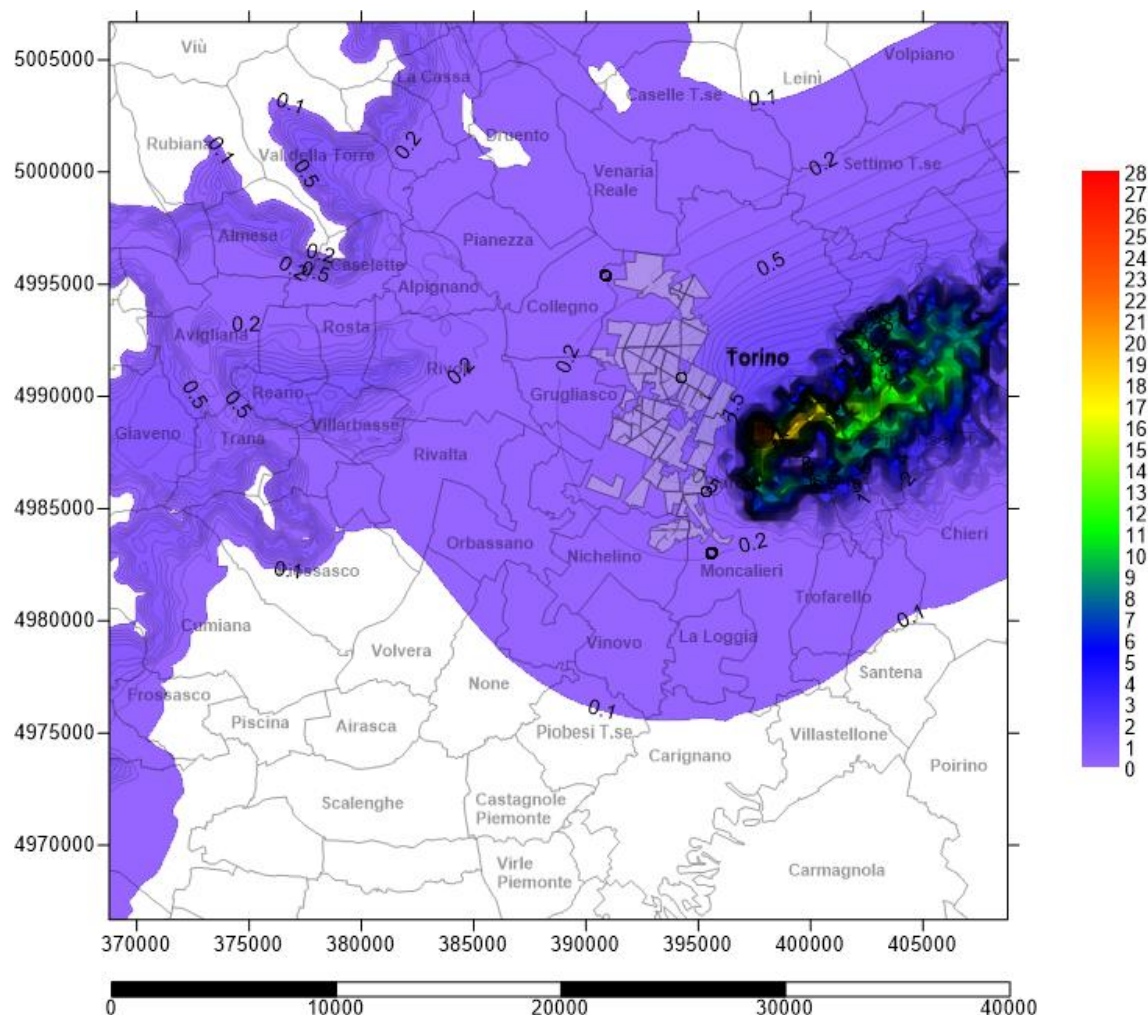


Figura Apx 3.113- Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2020
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2020 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $28 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali ben $4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ superiori al 2018. Sulle vette del Monte San Giorgio e all'imbocco delle Valli di Lanzo si trovano residue concentrazioni che sfiorano i $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Zona di recupero di inquinante al suolo che interessa un'area sempre più ampia che comprende anche Piobesi T.se, None, Volvera, Carignano e Villastellone. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.17.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2020

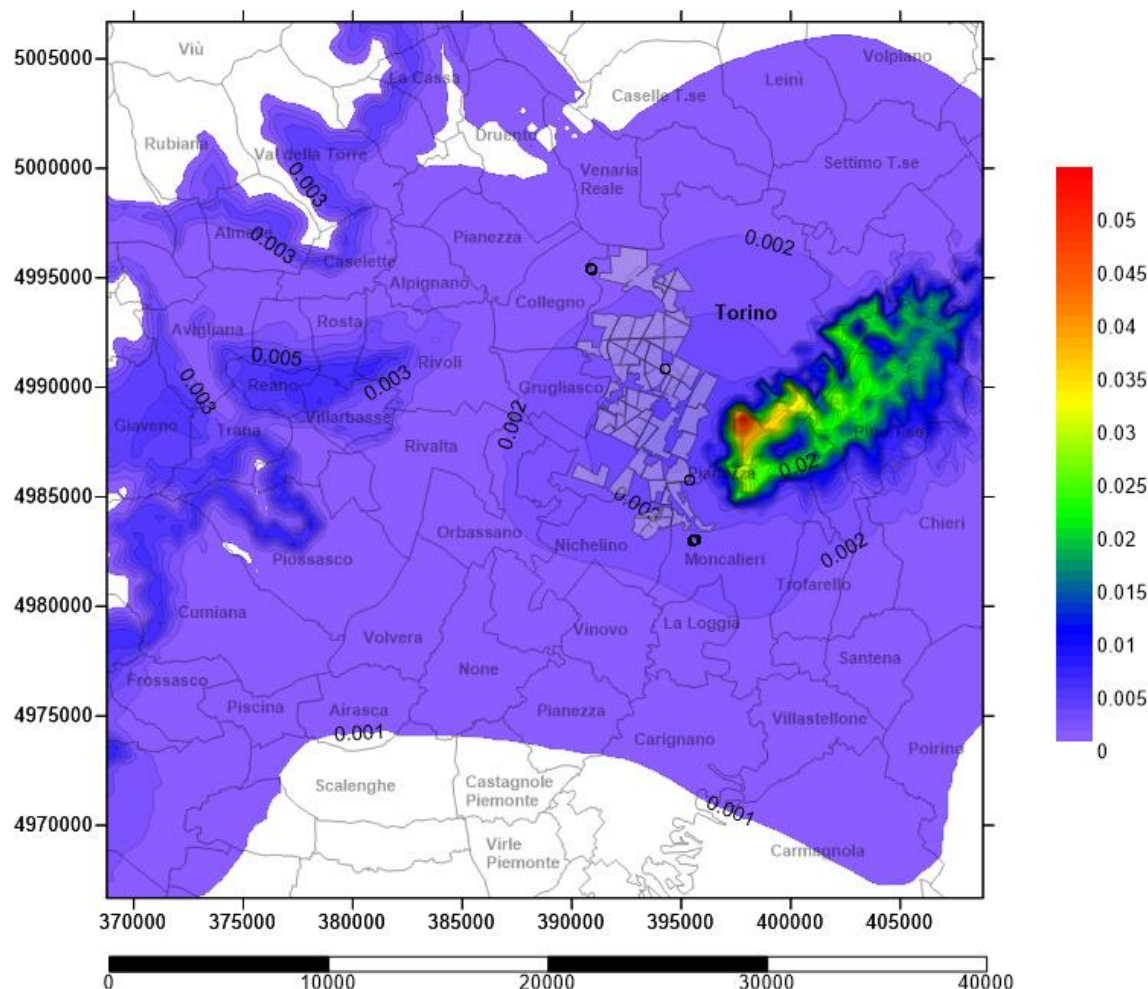


Figura Apx 3.114- Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

L'andamento al suolo delle ricadute di PM₁₀ continua, anche per l'anno 2020 a concentrarsi sulle vette delle vicine montagne della valle di Susa e Valle di Lanzo, e sulle creste collinari di Torino. Il picco di concentrazione è quasi 0,55 µg/m³ e la zona pianeggiante cittadina della vicina provincia di Torino continua a registrare un aumento di ricaduta al suolo di Particolato.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A.3.17.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2020

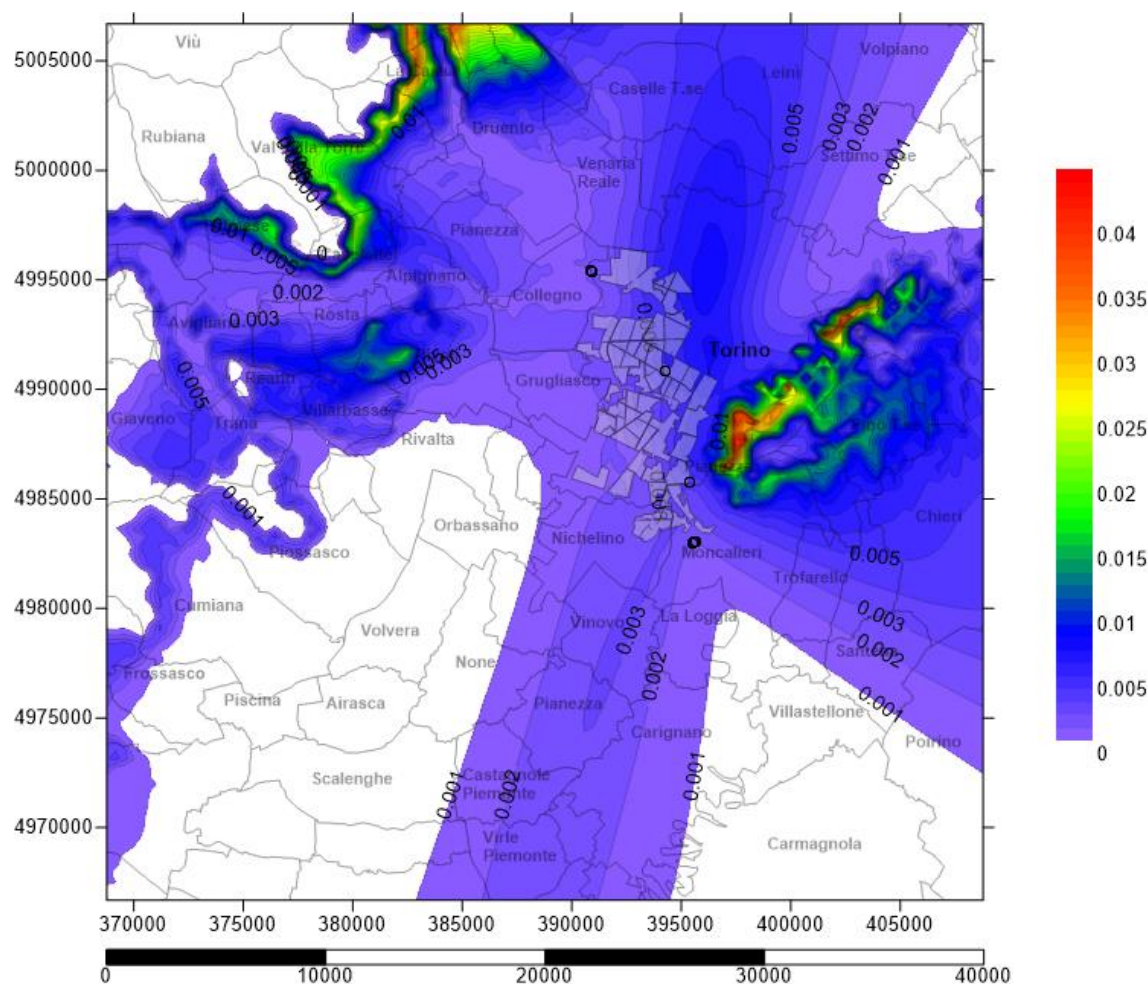


Figura Apx 3.115- Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2020. Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2020 vede un'area di recupero al suolo di particolato sempre più ampia. I valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese e all'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, con punte massime che sfiorano i $0,045 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime.

Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.17.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM_{10} – 03 gennaio 2020

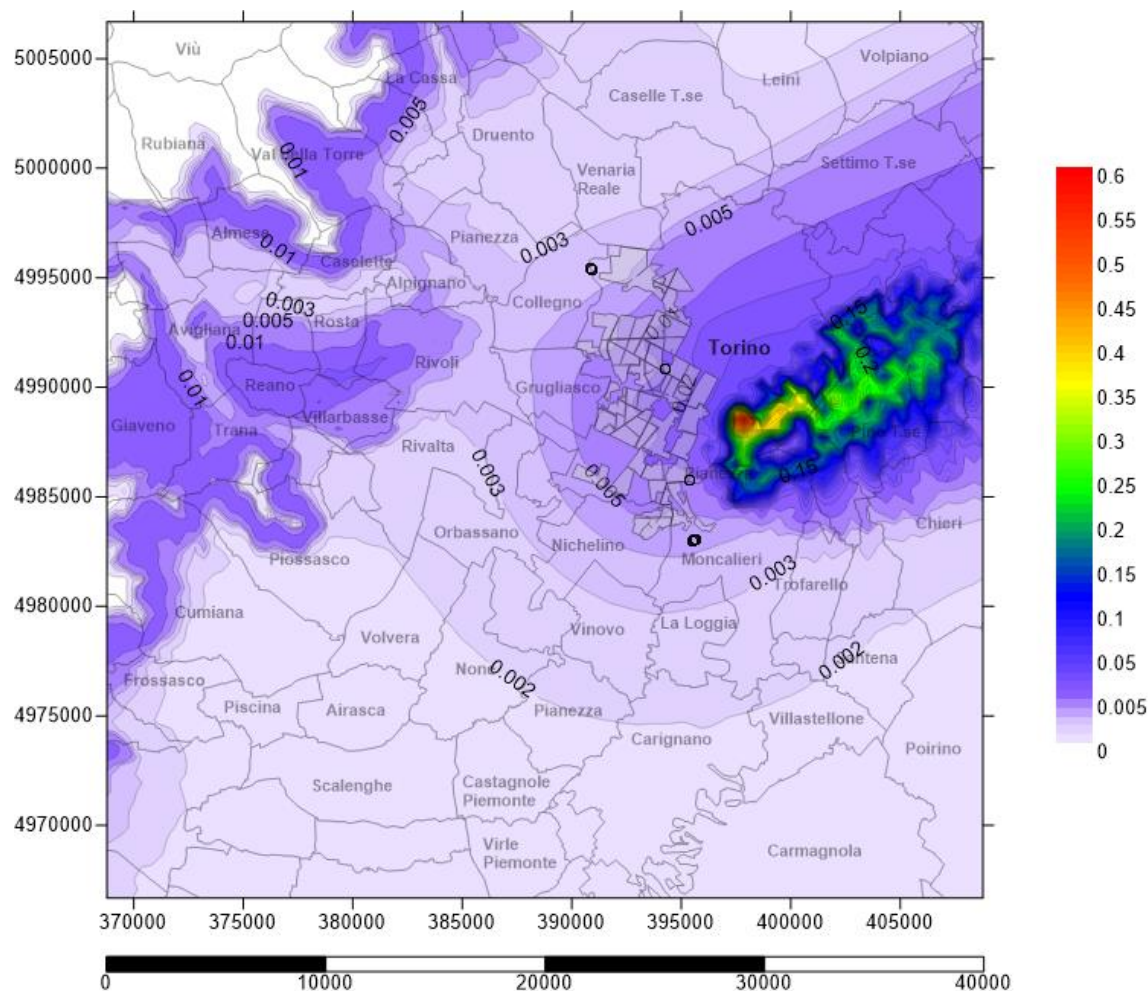


Figura Apx 3.116 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM_{10} – 03 Gennaio 2020
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2020 vede valori massimi di concentrazione di PM_{10} al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,7 \mu\text{g}/\text{m}^3$. L'estensione della ricaduta al suolo si estende parecchio di più rispetto gli anni precedenti. Iso-concentrazioni distanti $0,001 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per valori inferiori a $0,005 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e da $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a partire da $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.18 Dati emissivi per il VIII° Scenario di TLR - 2021

L'VIII scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste da un lato nel "densificare" le utenze già teleriscaldate nel 2020.

1

Localizzazione camini

Complessivamente nel 2021 vi è un totale di 1,0 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento portando a saturazione l'attuale rete di teleriscaldamento per un totale di 69,60 Mln m³.

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.455.512	825.428	392.255,87	4.986.136,48
2	2.619.879	1.653.925	394.140,30	4.985.947,61
3	3.252.957	736.057	392.967,19	4.988.233,88
4	2.758.751	1.847.004	392.228,06	4.988.698,60
5	1.975.971	744.344	393.171,26	4.989.360,01
6	3.131.502	3.001.530	393.957,99	4.987.844,09
7	3.239.176	4.623.599	395.445,62	4.988.221,78
8	3.893.843	492.378	394.625,50	4.989.860,85
9	1.426.527	201.485	393.454,29	4.990.498,33
10	477.470	7.730	391.340,68	4.992.263,68
11	2.829.112	2.651.173	392.516,37	4.991.571,20
12	1.082.544	165.441	392.673,70	4.992.727,21
13	3.776.233	827.498	394.391,58	4.992.432,93
14	4.015.315	951.601	394.732,99	4.990.881,03
15	1.838.987	988.760	393.083,73	4.995.086,54
16	2.211.137	1.437.713	394.959,93	4.984.843,20
17	1.725.470	234.334	393.615,08	4.983.832,94
18	1.250.000	1.250.000	395.982,87	4.989.815,68
19	1.000.000	1.000.000	394.481,33	4.994.598,72
TOT	45.960.384	23.640.000		

Tabella Apx 3.53 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 19 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldata, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

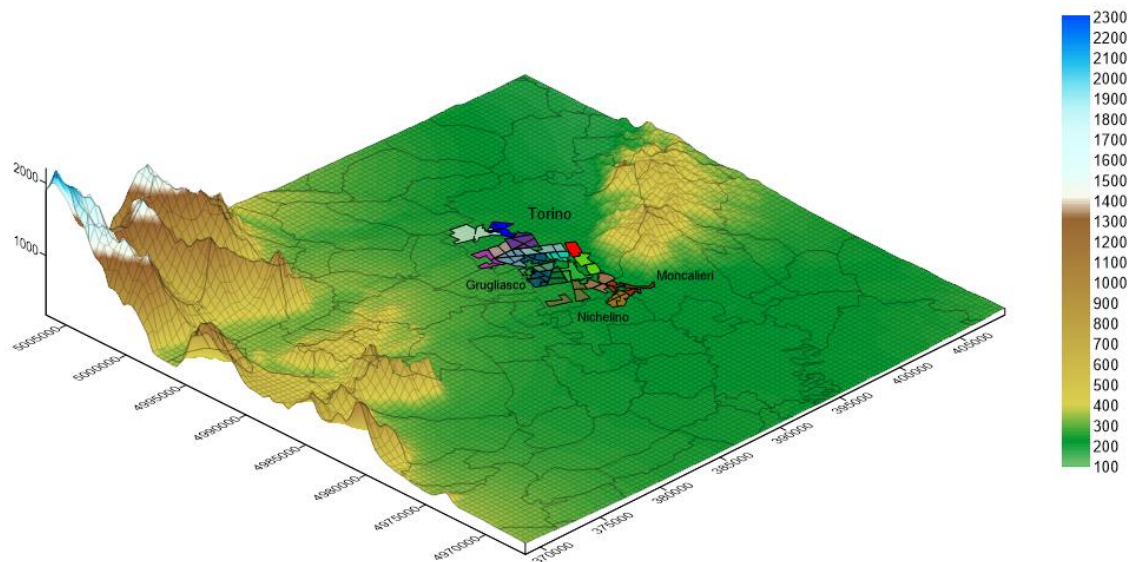


Figura Apx 3.117 - Localizzazione aree teleriscaldate VIII scenario - Vista 3D



Figura Apx 3.54118 - Localizzazione camini VIII scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	2,915	2,910	2,717	3,137	1,853	4,177	5,355	2,987	1,109
Febbraio	2,531	2,526	2,358	2,723	1,608	3,625	4,648	2,593	0,962
Marzo	1,925	1,922	1,794	2,071	1,223	2,758	3,536	1,973	0,732
Aprile	0,938	0,936	0,874	1,009	0,596	1,343	1,722	0,961	0,357
Maggio	0,062	0,124	0,055	0,138	0,056	0,225	0,347	0,037	0,015
Giugno	0,026	0,051	0,023	0,057	0,023	0,093	0,143	0,015	0,006
Luglio	0,021	0,042	0,019	0,047	0,019	0,077	0,118	0,013	0,005
Agosto	0,023	0,045	0,020	0,051	0,020	0,082	0,127	0,014	0,006
Settembre	0,045	0,090	0,040	0,100	0,040	0,163	0,251	0,027	0,011
Ottobre	0,785	0,784	0,731	0,844	0,499	1,124	1,442	0,804	0,298
Novembre	1,689	1,686	1,574	1,817	1,073	2,420	3,102	1,731	0,642
Dicembre	2,573	2,569	2,397	2,768	1,635	3,686	4,726	2,636	0,978
Media	1,128	1,141	1,050	1,230	0,720	1,648	2,126	1,149	0,427

Tabella Apx 3.55- Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del VIII Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,330	3,732	0,850	3,135	3,382	1,926	2,485	1,335	1,703	1,362
Febbraio	0,287	3,239	0,738	2,721	2,936	1,672	2,157	1,158	1,478	1,182
Marzo	0,218	2,465	0,561	2,071	2,234	1,272	1,641	0,881	1,124	0,900
Aprile	0,106	1,200	0,273	1,008	1,088	0,619	0,799	0,429	0,548	0,438
Maggio	0,001	0,199	0,012	0,062	0,071	0,074	0,108	0,018	0,094	0,075
Giugno	0,000	0,082	0,005	0,026	0,030	0,031	0,045	0,007	0,039	0,031
Luglio	0,000	0,068	0,004	0,021	0,024	0,025	0,037	0,006	0,032	0,026
Agosto	0,000	0,073	0,005	0,023	0,026	0,027	0,039	0,006	0,034	0,027
Settembre	0,000	0,144	0,009	0,045	0,052	0,054	0,078	0,013	0,068	0,054
Ottobre	0,089	1,005	0,229	0,844	0,911	0,518	0,669	0,359	0,458	0,367
Novembre	0,191	2,162	0,492	1,817	1,960	1,116	1,440	0,773	0,986	0,789
Dicembre	0,292	3,294	0,750	2,767	2,985	1,700	2,193	1,178	1,503	1,202
Media	0,126	1,472	0,327	1,212	1,308	0,753	0,974	0,514	0,672	0,538

Tabella Apx 3.56- Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del VIII Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,4245	0,4238	0,3955	0,4567	0,2697	0,6081	0,7797	0,4349	0,1614
Febbraio	0,3685	0,3678	0,3433	0,3964	0,2341	0,5279	0,6767	0,3775	0,1401
Marzo	0,2803	0,2799	0,2612	0,3016	0,1781	0,4016	0,5149	0,2872	0,1066
Aprile	0,1365	0,1363	0,1272	0,1469	0,0868	0,1956	0,2508	0,1399	0,0519
Maggio	0,0090	0,0181	0,0080	0,0202	0,0081	0,0328	0,0505	0,0054	0,0022
Giugno	0,0037	0,0075	0,0033	0,0083	0,0034	0,0136	0,0209	0,0022	0,0009
Luglio	0,0031	0,0062	0,0027	0,0069	0,0028	0,0112	0,0172	0,0018	0,0008
Agosto	0,0033	0,0066	0,0029	0,0074	0,0030	0,0120	0,0185	0,0020	0,0008
Settembre	0,0065	0,0131	0,0058	0,0146	0,0059	0,0237	0,0365	0,0039	0,0016
Ottobre	0,1143	0,1141	0,1065	0,1230	0,0726	0,1637	0,2099	0,1171	0,0435
Novembre	0,2460	0,2455	0,2292	0,2646	0,1563	0,3524	0,4517	0,2520	0,0935
Dicembre	0,3746	0,3740	0,3491	0,4031	0,2381	0,5367	0,6881	0,3838	0,1425
Media	0,1642	0,1661	0,1529	0,1791	0,1049	0,2399	0,3096	0,1673	0,0622

Tabella Apx 3.57- Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del VIII Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,0481	0,5434	0,1237	0,4565	0,4925	0,2804	0,3618	0,1943	0,2479	0,1983
Febbraio	0,0418	0,4717	0,1074	0,3962	0,4275	0,2434	0,3141	0,1687	0,2152	0,1721
Marzo	0,0318	0,3589	0,0817	0,3015	0,3253	0,1852	0,2390	0,1283	0,1637	0,1310
Aprile	0,0155	0,1748	0,0398	0,1468	0,1584	0,0902	0,1164	0,0625	0,0797	0,0638
Maggio	0,0001	0,0289	0,0018	0,0090	0,0104	0,0108	0,0157	0,0026	0,0136	0,0109
Giugno	0,0000	0,0120	0,0007	0,0037	0,0043	0,0045	0,0065	0,0011	0,0056	0,0045
Luglio	0,0000	0,0099	0,0006	0,0031	0,0035	0,0037	0,0054	0,0009	0,0047	0,0037
Agosto	0,0000	0,0106	0,0007	0,0033	0,0038	0,0040	0,0057	0,0009	0,0050	0,0040
Settembre	0,0001	0,0209	0,0013	0,0065	0,0075	0,0078	0,0113	0,0018	0,0099	0,0079
Ottobre	0,0130	0,1463	0,0333	0,1229	0,1326	0,0755	0,0974	0,0523	0,0667	0,0534
Novembre	0,0279	0,3149	0,0717	0,2645	0,2854	0,1625	0,2096	0,1126	0,1436	0,1149
Dicembre	0,0425	0,4796	0,1092	0,4029	0,4347	0,2475	0,3193	0,1715	0,2188	0,1750
Media	0,0184	0,2143	0,0477	0,1764	0,1905	0,1096	0,1418	0,0748	0,0979	0,0783

Tabella Apx 3.58- Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del VIII Scenario - II parte

- **Parametri Fisici dei Camini**

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del VIII scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2021.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	23,0	5,414
2	30	10	413,15	26,5	5,806
3	30	10	413,15	26,7	5,831
4	30	10	413,15	21,7	5,256
5	30	10	413,15	24,1	5,536
6	30	10	413,15	25,6	5,714
7	30	10	413,15	27,7	5,936
8	30	10	413,15	41,2	7,241
9	30	10	413,15	18,5	4,855
10	30	10	413,15	10,1	3,592
11	30	10	413,15	33,0	6,483
12	30	10	413,15	16,3	4,559
13	30	10	413,15	49,1	7,905
14	30	10	413,15	30,0	6,176
15	30	10	413,15	25,6	5,705
16	30	10	413,15	17,1	4,661
17	30	10	413,15	19,3	4,960
18	30	10	413,15	37,5	6,910
19	30	10	413,15	30,0	6,180

Tabella Apx 3.59 - Parametri fisici dei camini – VIII Scenario 2021

Per generare i fogli di output, Aermod ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.18.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NO_x - 2021

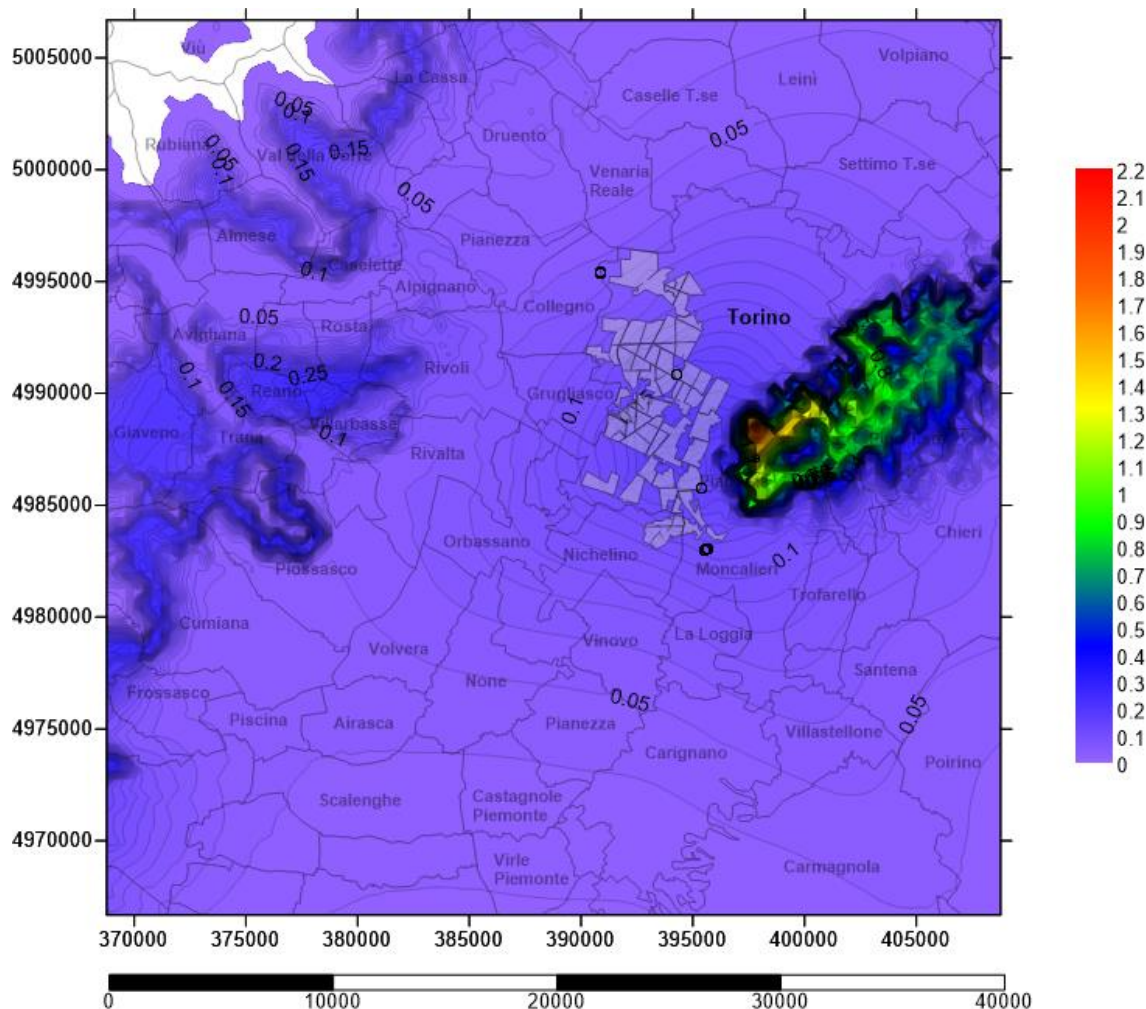


Figura Apx 3. 119 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Le massime concentrazioni di NO_x registrate al suolo, che arrivano a 2,2 µg/m³, si sono riscontrate sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. La possibilità di recuperare NO_x al suolo nel 2021 si estende su quasi tutta l'area di studio a parte la zona nord-ovest inerente le creste con quote maggiori a 800 m s.l.m. Iso-concentrazioni distanti 0,01 µg/m³.

A.3.18.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2021

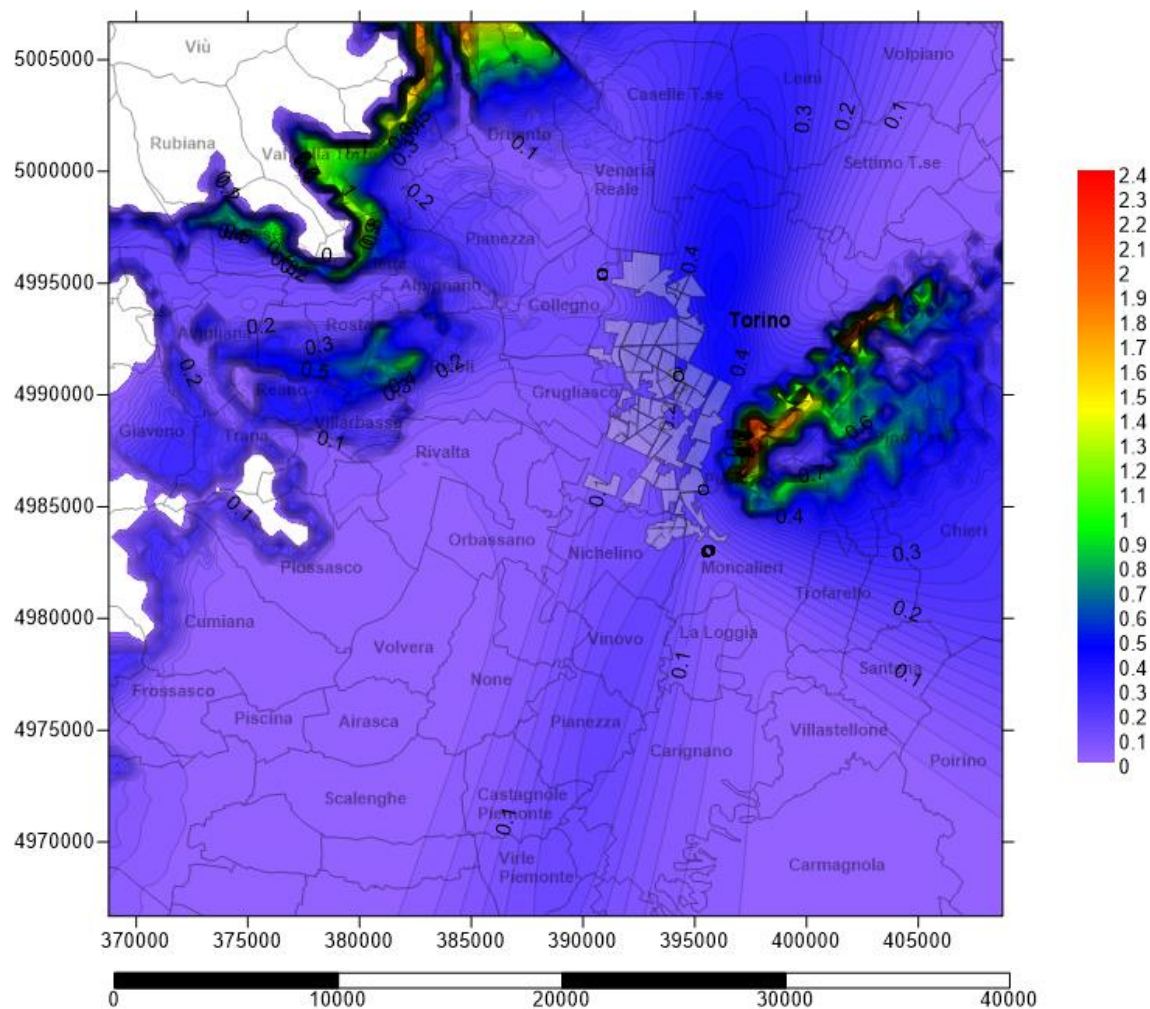


Figura Apx 3. 120 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2021
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2021 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese e sugli imbocchi delle vallati a ovest della piana torinese, con punte massime che sfiorano i $2,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.18.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2021

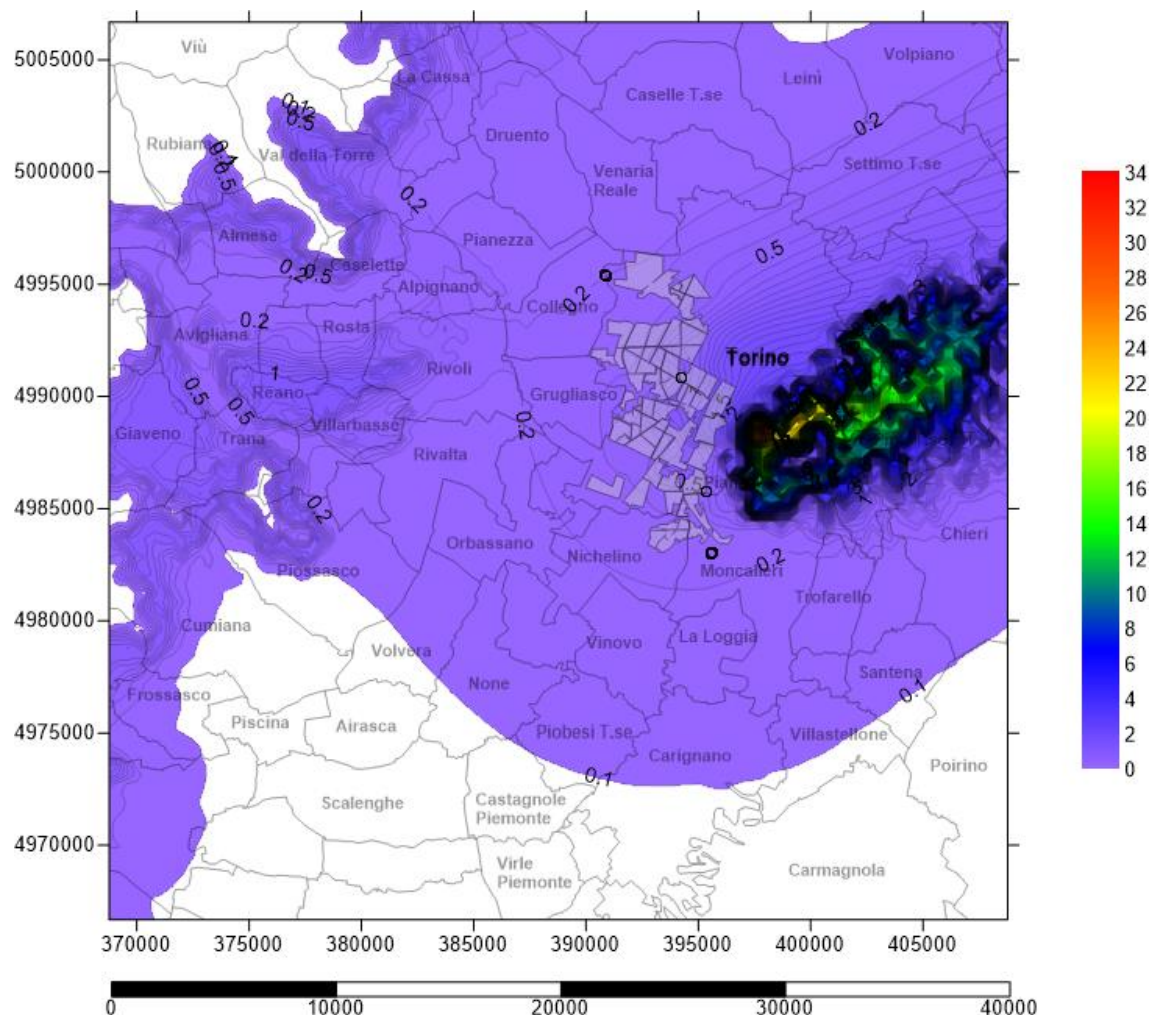


Figura Apx 3. 121 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2021
Emissioni aggiunte dagli impianti di cogenerazione e integrazione e riserva [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2021 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $34 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Zona di insistenza dell'inquinante interessa un'area sempre più ampia che comprende anche Castagnole Piemonte. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.18.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2021

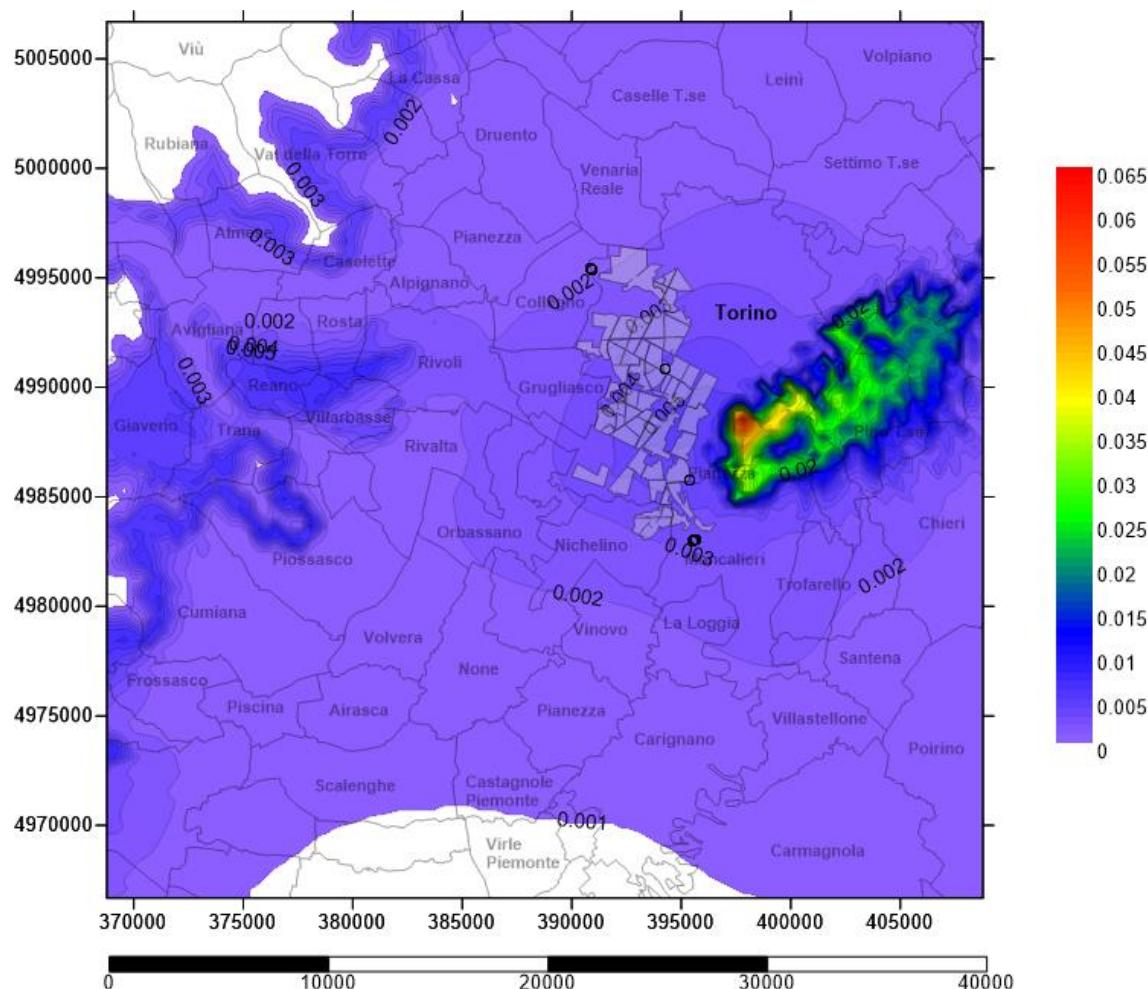


Figura Apx 3. 122 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ - Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

L'andamento al suolo delle ricadute di PM₁₀ continua, anche per l'anno 2021 a concentrarsi sulle vette delle vicine montagne della valle di Susa e Valle di Lanzo, e sulle creste collinari di Torino. Il picco di concentrazione è oltre 0,065 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ più alto di 0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2020 e la zona pianeggiante cittadina della vicina provincia di Torino continua a registrare un aumento di ricaduta al suolo di Particolato. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.18.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2021

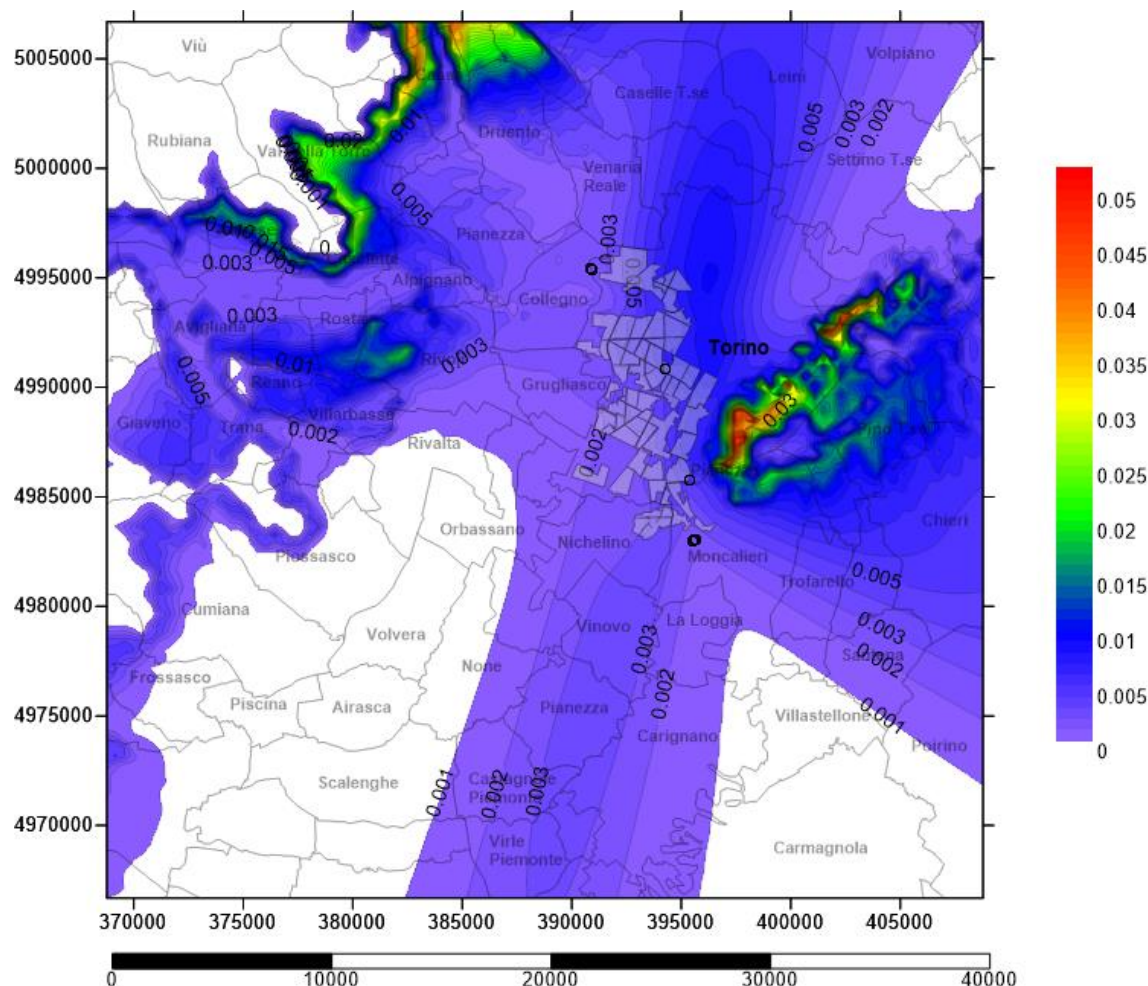


Figura Apx 3. 123 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2021. Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2021 vede, come già presentato nel 2020, una lingua di inquinamento particolato che da Nichelino si estende lungo la zona sud fino ad arrivare a Carmagnola. I valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese e sulle valli opposte, con punte massime che sfiorano i 0,050 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.18.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 03 gennaio 2021

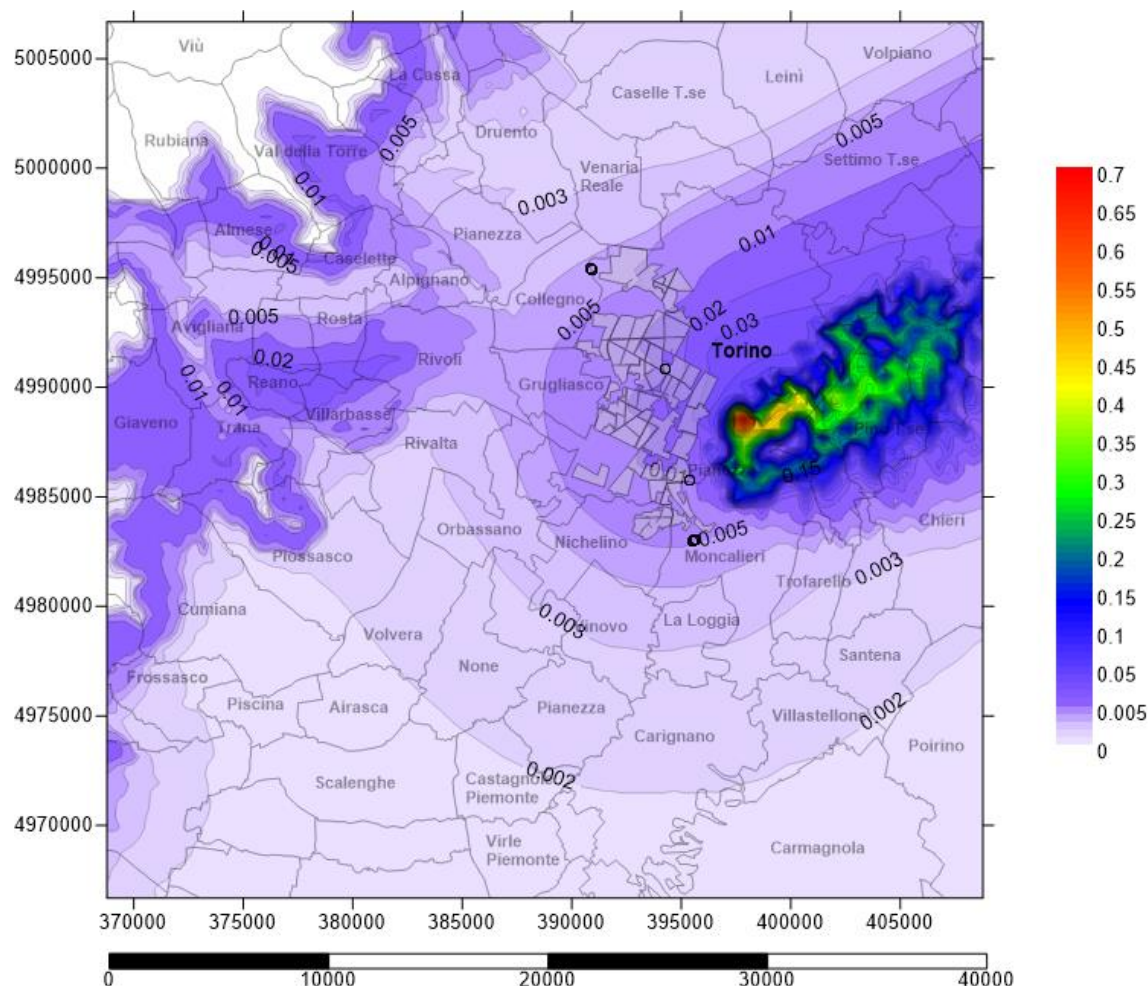


Figura Apx 3. 124 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2021
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Il 03 Gennaio 2021 vede valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,7 µg/m³ più alto di 0,1 µg/m³ rispetto allo scenario registrato nel 20120. Nei pressi delle zone teleriscaldate si riscontrano sempre concentrazioni di almeno 0,005 µg/m³. Incidenza dell'inquinante anche sulle creste a ovest della piana torinese. Passo delle iso-concentrazioni al suolo di 0,001 µg/m³ per valori inferiori a 0,005 µg/m³ e da 0,01 µg/m³ a partire da 0,01 µg/m³.

A3.19 Dati emissivi per il IX° Scenario di TLR - 2022

Il IX° scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste nell'estendere il servizio di teleriscaldamento nell'area nascente a Torino Nord.



Localizzazione camini

Complessivamente nel 2022 vi è un totale di 1,5 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento portando a saturazione la rete di teleriscaldamento a Torino nord per un totale di 70,60 Mln m³.

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.455.512	825.428	392.255,87	4.986.136,48
2	2.619.879	1.653.925	394.140,30	4.985.947,61
3	3.252.957	736.057	392.967,19	4.988.233,88
4	2.758.751	1.847.004	392.228,06	4.988.698,60
5	1.975.971	744.344	393.171,26	4.989.360,01
6	3.131.502	3.001.530	393.957,99	4.987.844,09
7	3.239.176	4.623.599	395.445,62	4.988.221,78
8	3.893.843	492.378	394.625,50	4.989.860,85
9	1.426.527	201.485	393.454,29	4.990.498,33
10	477.470	7.730	391.340,68	4.992.263,68
11	2.829.112	2.651.173	392.516,37	4.991.571,20
12	1.082.544	165.441	392.673,70	4.992.727,21
13	3.776.233	827.498	394.391,58	4.992.432,93
14	4.015.315	951.601	394.732,99	4.990.881,03
15	1.838.987	988.760	393.083,73	4.995.086,54
16	2.211.137	1.437.713	394.959,93	4.984.843,20
17	1.725.470	234.334	393.615,08	4.983.832,94
18	1.250.000	1.250.000	395.982,87	4.989.815,68
19	1.750.000	1.750.000	394.481,33	4.994.598,72
TOT	46.710.384	24.390.000		

Tabella Apx 3.60 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 19 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldada, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

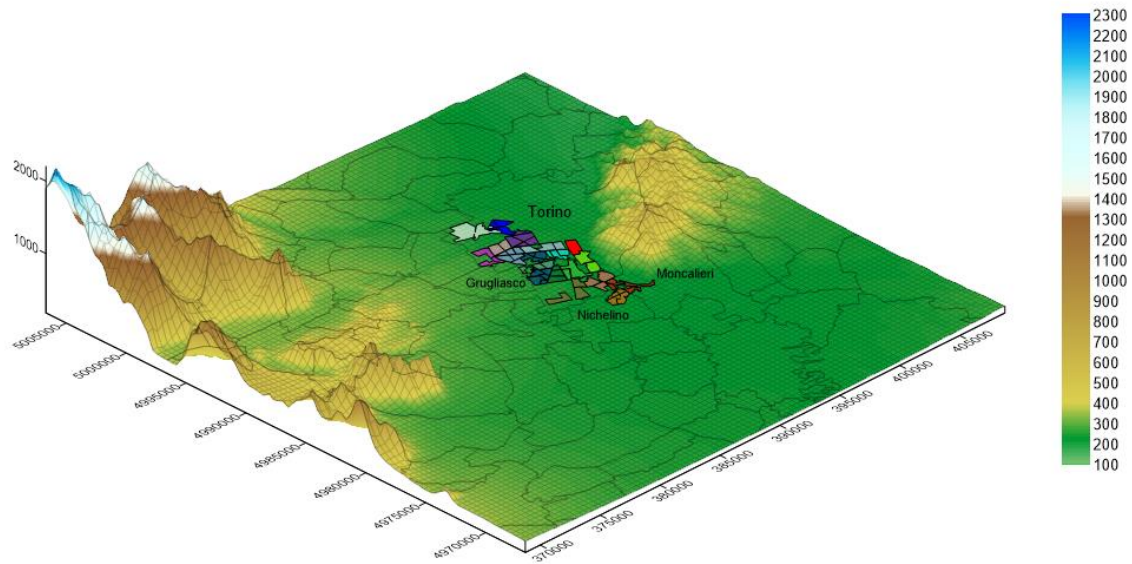


Figura Apx 3. 125 - Localizzazione aree teleriscaldade IX scenario - Vista 3D



Figura Apx 3.126 - Localizzazione camini IX scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	3,079	3,074	2,869	3,313	1,957	4,411	5,655	3,155	1,171
Febbraio	2,673	2,668	2,490	2,875	1,698	3,829	4,909	2,738	1,016
Marzo	2,034	2,030	1,895	2,188	1,292	2,913	3,735	2,084	0,773
Aprile	0,990	0,989	0,923	1,065	0,629	1,419	1,819	1,015	0,377
Maggio	0,065	0,131	0,058	0,146	0,059	0,238	0,366	0,039	0,016
Giugno	0,027	0,054	0,024	0,060	0,024	0,098	0,151	0,016	0,007
Luglio	0,022	0,045	0,020	0,050	0,020	0,081	0,125	0,013	0,005
Agosto	0,024	0,048	0,021	0,054	0,022	0,087	0,134	0,014	0,006
Settembre	0,047	0,095	0,042	0,106	0,043	0,172	0,265	0,028	0,012
Ottobre	0,829	0,828	0,772	0,892	0,527	1,188	1,523	0,849	0,315
Novembre	1,784	1,781	1,662	1,919	1,134	2,556	3,277	1,828	0,678
Dicembre	2,717	2,713	2,532	2,924	1,727	3,893	4,991	2,784	1,033
Media	1,191	1,205	1,109	1,299	0,761	1,740	2,246	1,214	0,451

Tabella Apx 3.61- Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del IX Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,349	3,942	0,898	3,311	3,572	2,034	2,624	1,410	1,798	2,517
Febbraio	0,303	3,421	0,779	2,874	3,101	1,765	2,278	1,224	1,561	2,185
Marzo	0,230	2,603	0,593	2,187	2,359	1,343	1,733	0,931	1,188	1,663
Aprile	0,112	1,268	0,289	1,065	1,149	0,654	0,844	0,453	0,578	0,810
Maggio	0,001	0,210	0,013	0,066	0,075	0,078	0,114	0,019	0,099	0,139
Giugno	0,000	0,087	0,005	0,027	0,031	0,032	0,047	0,008	0,041	0,057
Luglio	0,000	0,072	0,004	0,022	0,026	0,027	0,039	0,006	0,034	0,047
Agosto	0,000	0,077	0,005	0,024	0,028	0,029	0,042	0,007	0,036	0,051
Settembre	0,000	0,152	0,009	0,047	0,054	0,057	0,082	0,013	0,072	0,100
Ottobre	0,094	1,061	0,242	0,891	0,962	0,548	0,707	0,379	0,484	0,678
Novembre	0,202	2,284	0,520	1,919	2,070	1,178	1,521	0,817	1,042	1,459
Dicembre	0,308	3,479	0,792	2,922	3,153	1,795	2,316	1,244	1,587	2,222
Media	0,133	1,555	0,346	1,280	1,382	0,795	1,029	0,543	0,710	0,994

Tabella Apx 3.62- Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del IX Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,4483	0,4476	0,4178	0,4824	0,2849	0,6423	0,8235	0,4594	0,1705
Febbraio	0,3892	0,3885	0,3626	0,4187	0,2473	0,5575	0,7148	0,3987	0,1480
Marzo	0,2961	0,2956	0,2759	0,3186	0,1882	0,4242	0,5438	0,3034	0,1126
Aprile	0,1442	0,1440	0,1344	0,1551	0,0916	0,2066	0,2648	0,1477	0,0548
Maggio	0,0095	0,0191	0,0085	0,0213	0,0086	0,0346	0,0533	0,0057	0,0023
Giugno	0,0039	0,0079	0,0035	0,0088	0,0036	0,0143	0,0221	0,0023	0,0010
Luglio	0,0032	0,0065	0,0029	0,0073	0,0029	0,0118	0,0182	0,0019	0,0008
Agosto	0,0035	0,0070	0,0031	0,0078	0,0031	0,0127	0,0195	0,0021	0,0009
Settembre	0,0069	0,0138	0,0061	0,0154	0,0062	0,0250	0,0385	0,0041	0,0017
Ottobre	0,1207	0,1205	0,1125	0,1299	0,0767	0,1729	0,2217	0,1237	0,0459
Novembre	0,2598	0,2593	0,2421	0,2795	0,1651	0,3722	0,4771	0,2662	0,0988
Dicembre	0,3957	0,3950	0,3687	0,4257	0,2514	0,5669	0,7267	0,4054	0,1505
Media	0,1734	0,1754	0,1615	0,1892	0,1108	0,2534	0,3270	0,1767	0,0656

Tabella Apx 3.63- Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del IX Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,0508	0,5739	0,1307	0,4821	0,5202	0,2961	0,3821	0,2052	0,2618	0,3665
Febbraio	0,0441	0,4982	0,1134	0,4185	0,4515	0,2571	0,3317	0,1782	0,2273	0,3182
Marzo	0,0336	0,3790	0,0863	0,3184	0,3435	0,1956	0,2524	0,1356	0,1729	0,2421
Aprile	0,0163	0,1846	0,0420	0,1551	0,1673	0,0952	0,1229	0,0660	0,0842	0,1179
Maggio	0,0001	0,0306	0,0019	0,0095	0,0110	0,0114	0,0166	0,0027	0,0144	0,0202
Giugno	0,0000	0,0126	0,0008	0,0039	0,0045	0,0047	0,0069	0,0011	0,0060	0,0083
Luglio	0,0000	0,0104	0,0007	0,0033	0,0037	0,0039	0,0057	0,0009	0,0049	0,0069
Agosto	0,0000	0,0112	0,0007	0,0035	0,0040	0,0042	0,0061	0,0010	0,0053	0,0074
Settembre	0,0001	0,0221	0,0014	0,0069	0,0079	0,0082	0,0120	0,0020	0,0104	0,0146
Ottobre	0,0137	0,1545	0,0352	0,1298	0,1400	0,0797	0,1029	0,0553	0,0705	0,0987
Novembre	0,0294	0,3325	0,0757	0,2794	0,3014	0,1716	0,2214	0,1189	0,1517	0,2124
Dicembre	0,0448	0,5065	0,1153	0,4255	0,4591	0,2614	0,3373	0,1811	0,2311	0,3235
Media	0,0194	0,2264	0,0503	0,1863	0,2012	0,1158	0,1498	0,0790	0,1034	0,1447

Tabella Apx 3.64- Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del IX Scenario - II parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del IX scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2022.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	23,0	5,414
2	30	10	413,15	26,5	5,806
3	30	10	413,15	26,7	5,831
4	30	10	413,15	21,7	5,256
5	30	10	413,15	24,1	5,536
6	30	10	413,15	25,6	5,714
7	30	10	413,15	27,7	5,936
8	30	10	413,15	41,2	7,241
9	30	10	413,15	18,5	4,855
10	30	10	413,15	10,1	3,592
11	30	10	413,15	33,0	6,483
12	30	10	413,15	16,3	4,559
13	30	10	413,15	49,1	7,905
14	30	10	413,15	30,0	6,176
15	30	10	413,15	25,6	5,705
16	30	10	413,15	17,1	4,661
17	30	10	413,15	19,3	4,960
18	30	10	413,15	37,5	6,910
19	30	10	413,15	52,5	8,176

Tabella Apx 3.65- Parametri fisici dei camini – IX Scenario 2022

Per generare i fogli di output, Aermod ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.19.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2022

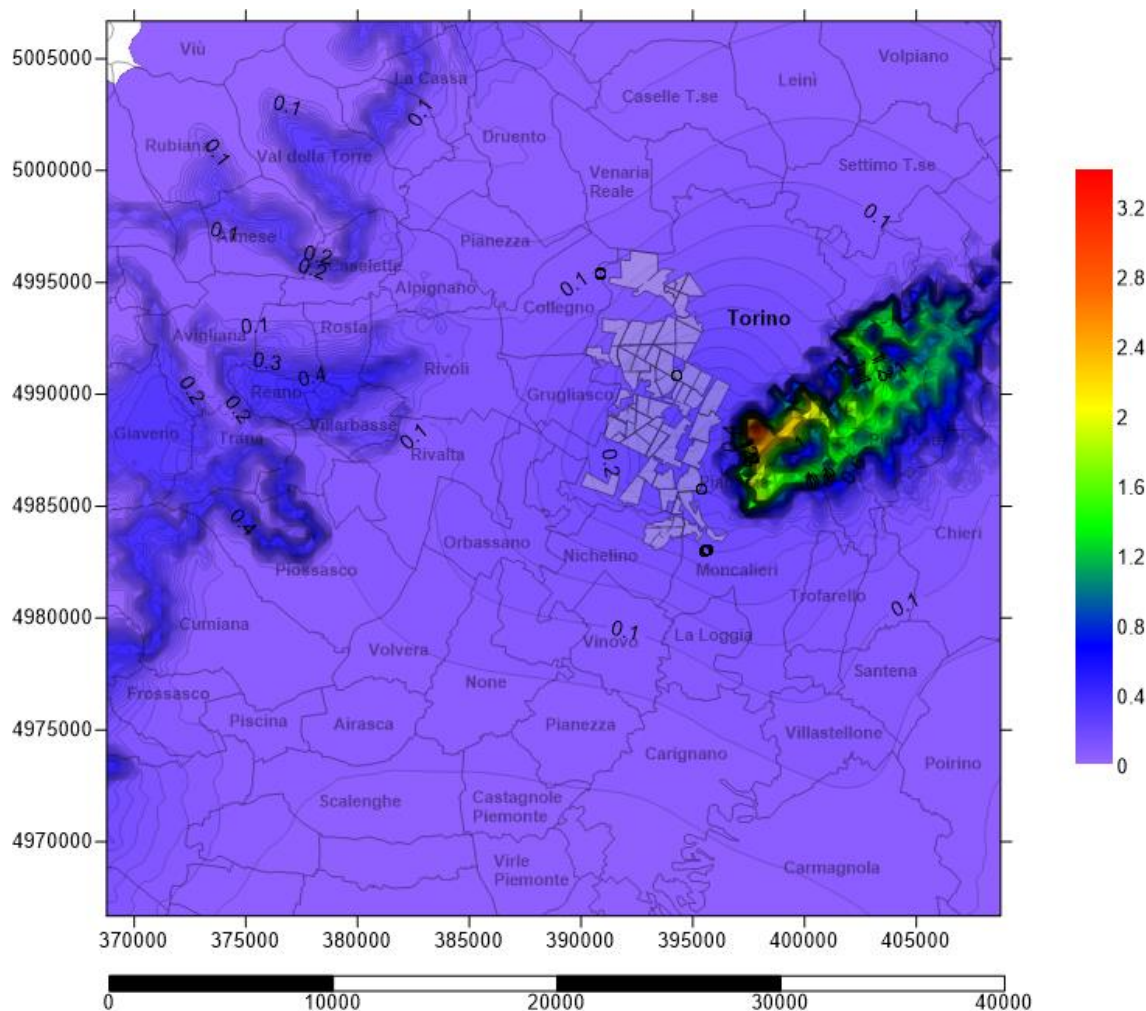


Figura Apx 3. 127 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo nel 2022, salgono a $3,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ da $3,0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del 2021; esse si accumulano sulla dorsale della collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. La punta sud della cresta collinare presenta una zona di incidenza abbastanza estesa.

Iso-concentrazioni distanti $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.19.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2022

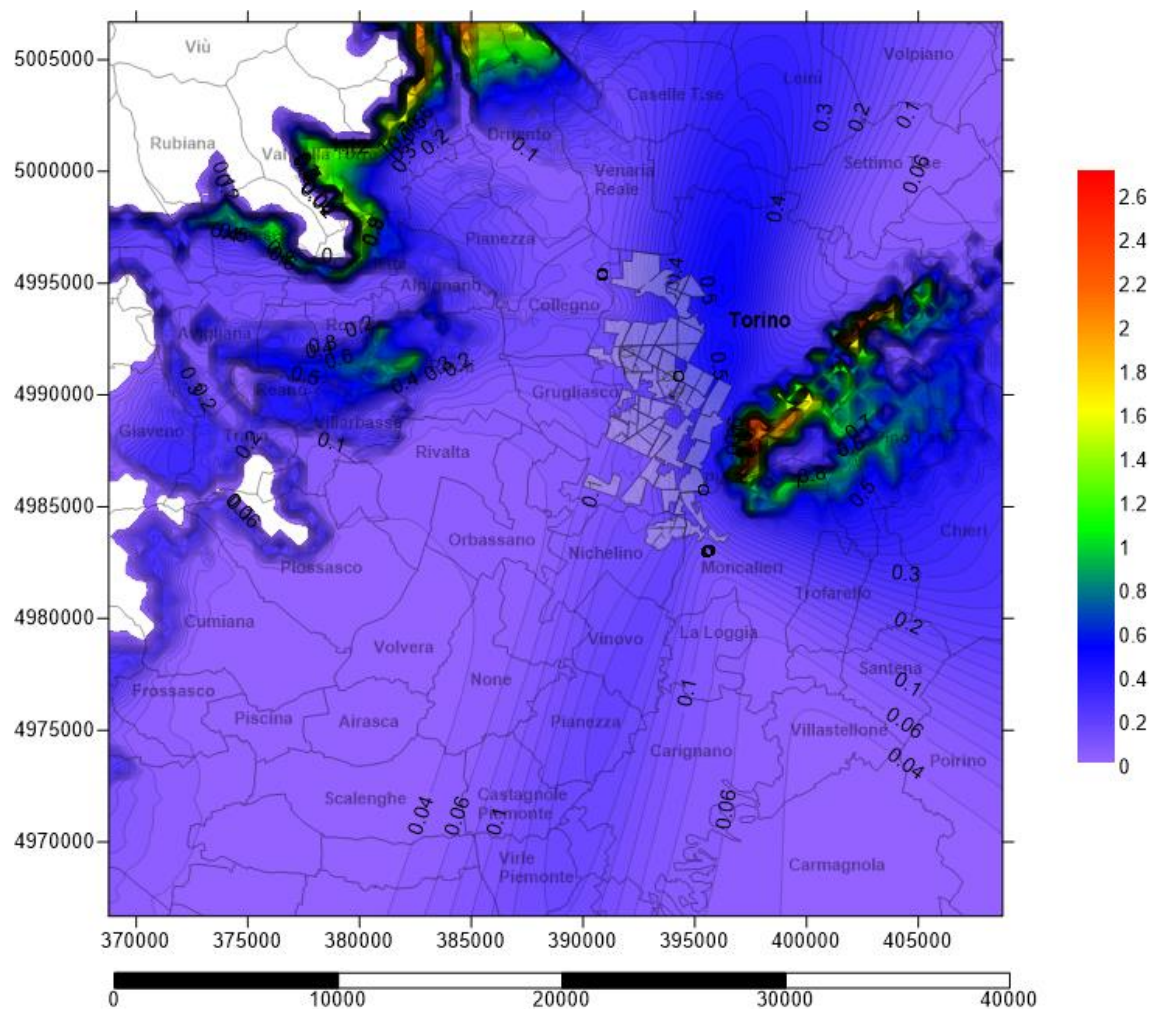


Figura Apx 3. 128 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2022
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2022 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla zone pedemontane, con punte massime che sfiorano i $2,7 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Nei pressi dei quartieri teleriscaldati, si riscontrano valori di concentrazione inferiori a $0,8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ che si espandono soprattutto nella zona di Torino nord. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.19.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2022

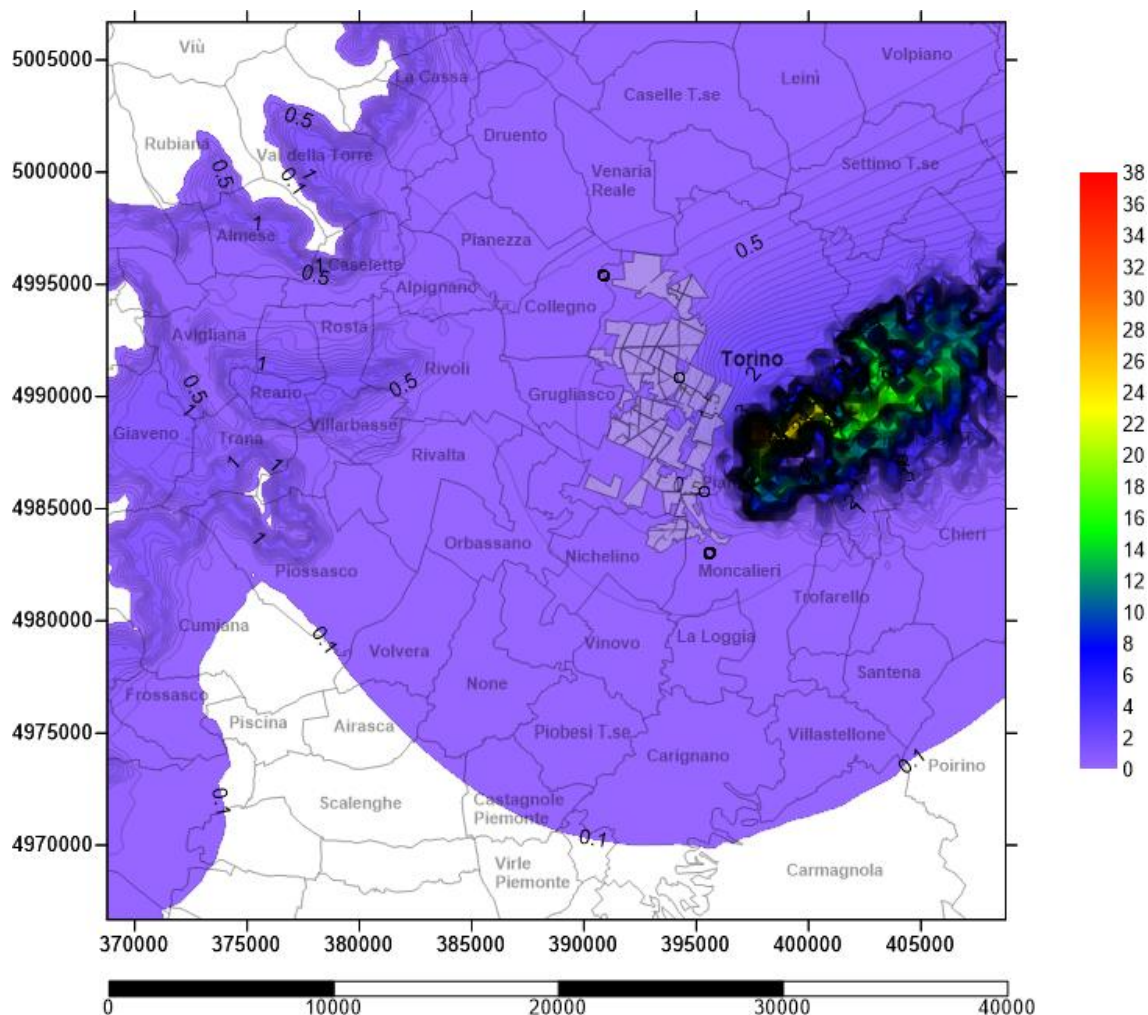


Figura Apx 3. 129 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2022
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2022 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo ulteriormente aumentati rispetto il 2021 con massime che sfiorano i 38 µg/m³ ben 4 µg/m³ superiori al 2021. Zona di recupero dell'inquinante interessa un'area sempre più ampia che comprende oltre Castagnole Piemonte e Carmagnola anche Virle Piemonte, Scalenghe, Airasca e Piscina. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,1 µg/m³.

A.3.19.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2022

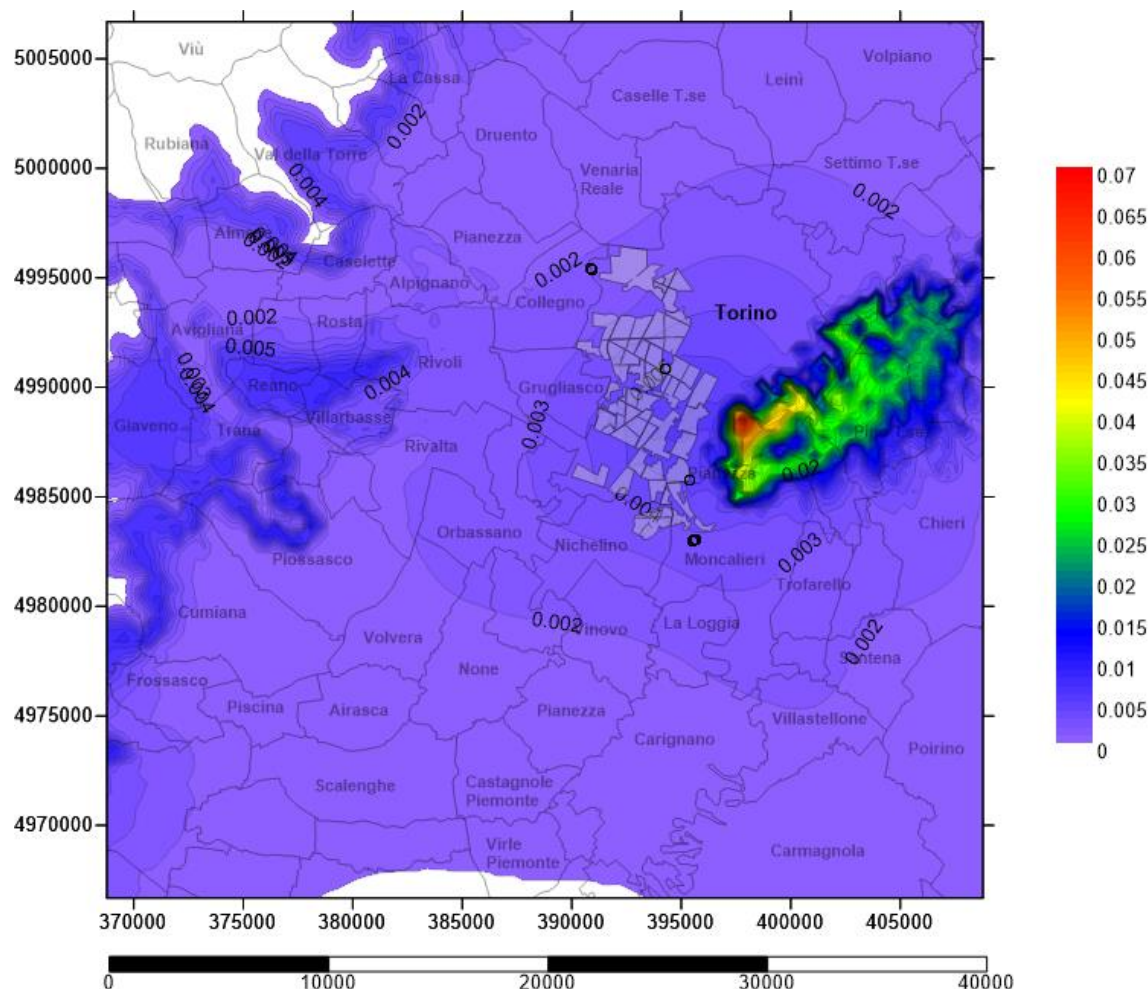


Figura Apx 3. 130 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ - Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

L'andamento al suolo delle ricadute di PM₁₀ continua, anche per l'anno 2022 a concentrarsi base delle vicine montagne della valle di Susa e Valle di Lanzo, e sulla collina di Torino. Il picco di concentrazione è oltre 0,07 µg/m³ più alto di 0,005 µg/m³ del 2021 e la zona pianeggiante cittadina della vicina provincia di Torino continua a registrare un aumento di ricaduta al suolo di Particolato espansione su quasi tutta l'area di studio.

Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,0001 µg/m³.

A.3.19.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2022

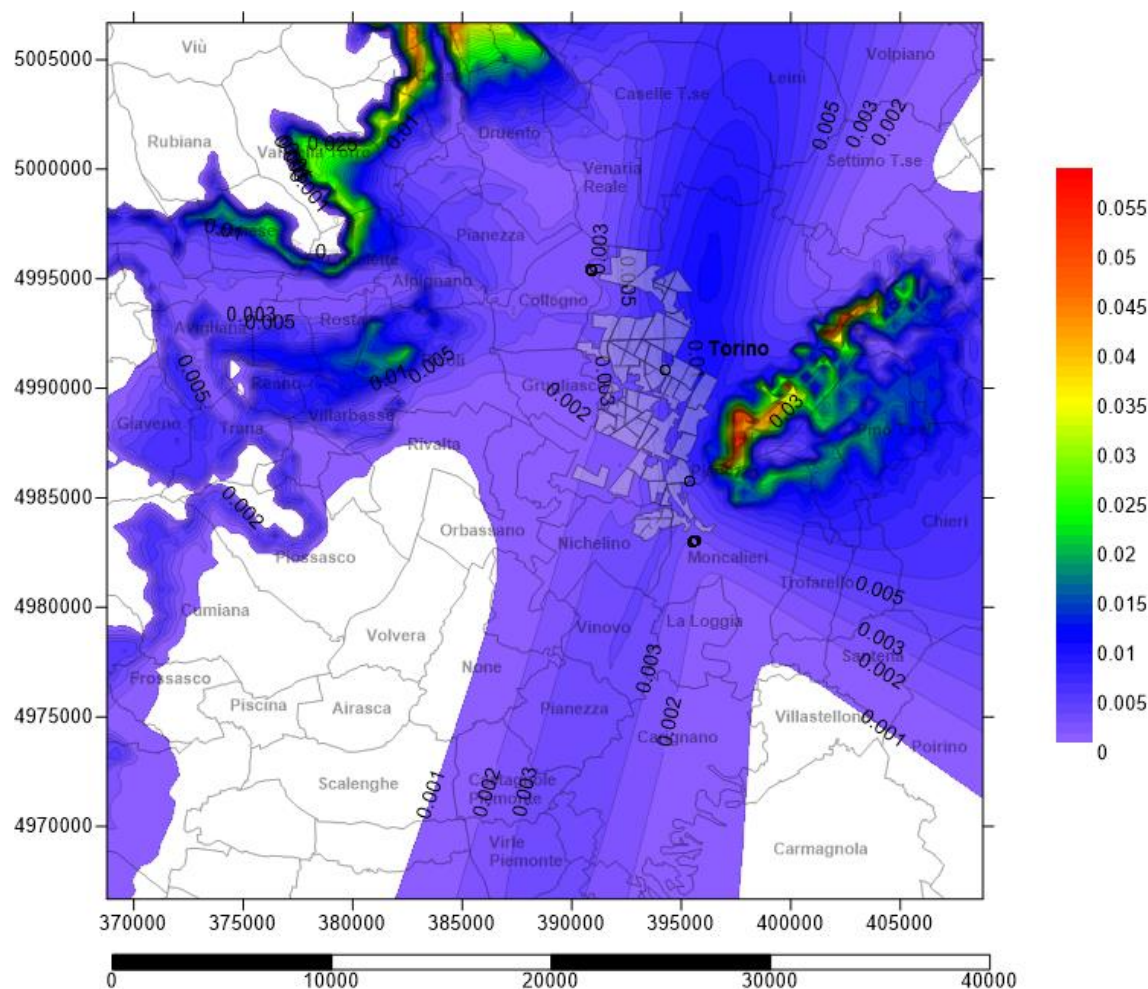


Figura Apx 3. 131 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2022. Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2022 vede, come già presentato negli anni precedenti, una lingua di inquinamento particolato che da Nichelino si estende lungo la zona sud fino ad arrivare a Carmagnola. I valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,055 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Continua anche per il 2022 ad aumentare la possibilità di recupero al suolo nella zona della collina di Rivoli fino a valori di 0,03 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.19.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM_{10} – 03 gennaio 2022

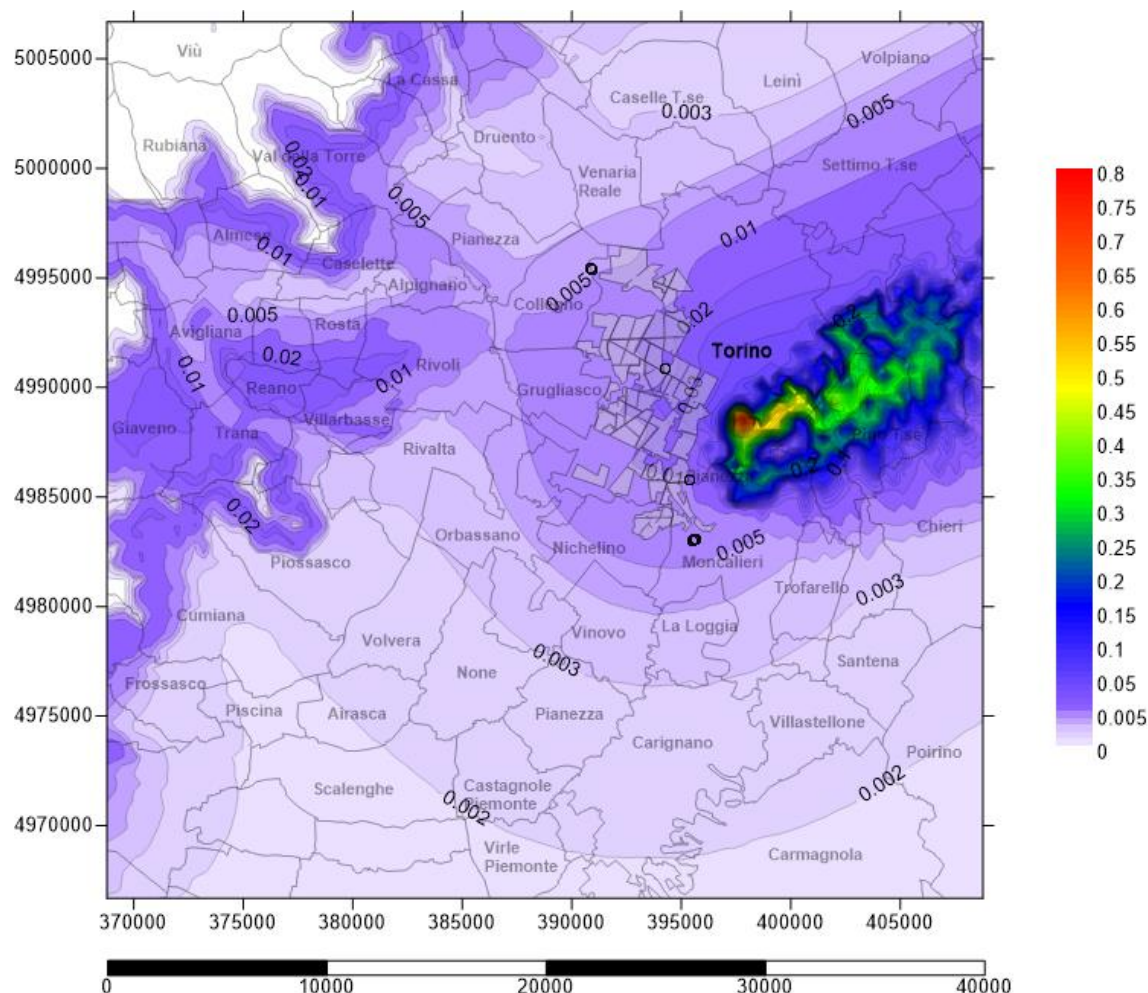


Figura Apx 3. 132 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM_{10} – 03 Gennaio 2022
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu g/m^3$]

Il 03 Gennaio 2022 vede valori massimi di concentrazione di PM_{10} al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i 0,8 $\mu g/m^3$. Incidenza dell'inquinante recuperato che interessa tutta l'area di studio. Passo delle iso-concentrazioni al suolo di 0,001 $\mu g/m^3$ per valori inferiori a 0,005 $\mu g/m^3$ e da 0,01 $\mu g/m^3$ a partire da 0,01 $\mu g/m^3$.

A3.20 Dati emissivi per il X° Scenario di TLR - 2023

Il X scenario di ampliamento del Teleriscaldamento consiste nel “densificare” le utenze del quartiere Torino nord già teleriscaldate nel 2022, le sorgenti saranno le stesse del 2022.

1

Localizzazione camini

Complessivamente nel 2023 vi è un totale di 1,5 Milioni di metri cubi in più di utenza da servire con il teleriscaldamento portando a saturazione il quartiere di Torino nord per un totale di 72,10 Mln m³.

Stack	Volume TLR 7 mesi	Volume TLR 12 mesi	X	Y
1	3.455.512	825.428	392.255,87	4.986.136,48
2	2.619.879	1.653.925	394.140,30	4.985.947,61
3	3.252.957	736.057	392.967,19	4.988.233,88
4	2.758.751	1.847.004	392.228,06	4.988.698,60
5	1.975.971	744.344	393.171,26	4.989.360,01
6	3.131.502	3.001.530	393.957,99	4.987.844,09
7	3.239.176	4.623.599	395.445,62	4.988.221,78
8	3.893.843	492.378	394.625,50	4.989.860,85
9	1.426.527	201.485	393.454,29	4.990.498,33
10	477.470	7.730	391.340,68	4.992.263,68
11	2.829.112	2.651.173	392.516,37	4.991.571,20
12	1.082.544	165.441	392.673,70	4.992.727,21
13	3.776.233	827.498	394.391,58	4.992.432,93
14	4.015.315	951.601	394.732,99	4.990.881,03
15	1.838.987	988.760	393.083,73	4.995.086,54
16	2.211.137	1.437.713	394.959,93	4.984.843,20
17	1.725.470	234.334	393.615,08	4.983.832,94
18	1.250.000	1.250.000	395.982,87	4.989.815,68
19	2.500.000	2.500.000	394.481,33	4.994.598,72
TOT	47.460.384	25.140.000		

Tabella Apx 3.66 – Localizzazione e Volumetrie relative a camini-sorgente allacciamento al TLR.

La mappa 3d di localizzazione camini a seguire, identifica per ogni colore differente un punto di emissione a camino per un totale di 19 aree come detto precedentemente; in realtà per ogni area teleriscaldada, sono state considerate sia quelle utenze che utilizzano il teleriscaldamento per 7 mesi all'anno, sia quelle che utilizzano per tutto l'anno il servizio di teleriscaldamento.

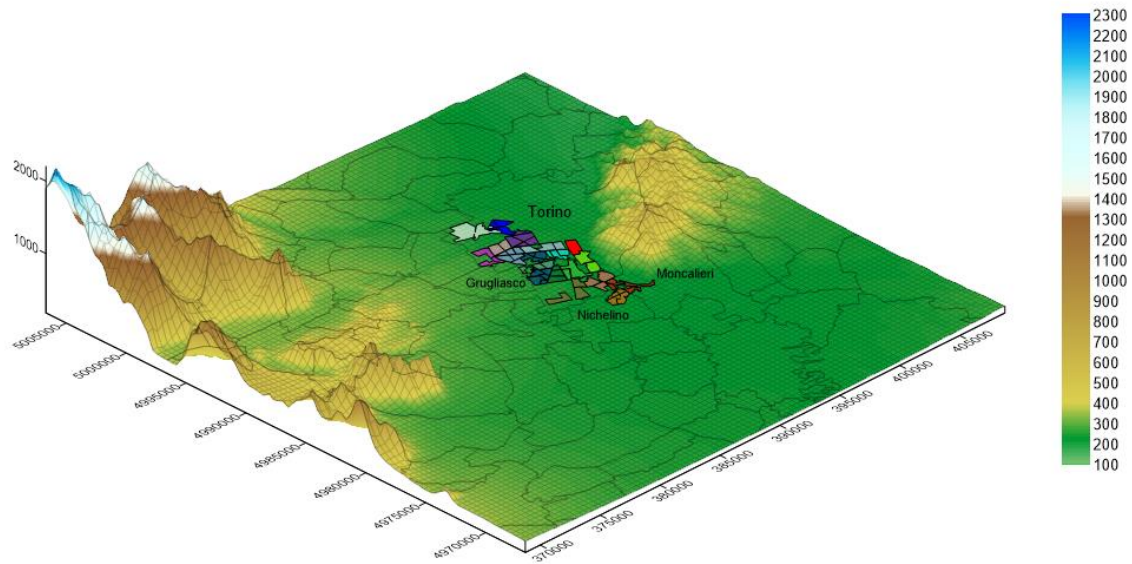


Figura Apx 3. 133 - Localizzazione aree teleriscaldate X scenario - Vista 3D



Figura Apx 3. 134 - Localizzazione camini X scenario - Zoom 3x

- Portate medie mensili di NOx

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	3,176	3,171	2,959	3,417	2,018	4,550	5,833	3,254	1,208
Febbraio	2,757	2,752	2,569	2,966	1,752	3,949	5,063	2,824	1,048
Marzo	2,097	2,094	1,954	2,257	1,333	3,005	3,852	2,149	0,798
Aprile	1,021	1,020	0,952	1,099	0,649	1,463	1,876	1,047	0,388
Maggio	0,067	0,135	0,060	0,151	0,061	0,245	0,378	0,040	0,016
Giugno	0,028	0,056	0,025	0,062	0,025	0,101	0,156	0,017	0,007
Luglio	0,023	0,046	0,021	0,051	0,021	0,084	0,129	0,014	0,006
Agosto	0,025	0,049	0,022	0,055	0,022	0,090	0,138	0,015	0,006
Settembre	0,049	0,098	0,043	0,109	0,044	0,177	0,273	0,029	0,012
Ottobre	0,855	0,854	0,797	0,920	0,543	1,225	1,570	0,876	0,325
Novembre	1,840	1,837	1,715	1,980	1,169	2,636	3,380	1,885	0,700
Dicembre	2,803	2,798	2,612	3,015	1,781	4,015	5,148	2,872	1,066
Media	1,228	1,242	1,144	1,340	0,785	1,795	2,316	1,252	0,465

Tabella Apx 3.67 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del X Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,360	4,066	0,926	3,415	3,685	2,098	2,707	1,454	1,855	3,709
Febbraio	0,312	3,529	0,804	2,965	3,198	1,821	2,350	1,262	1,610	3,220
Marzo	0,238	2,685	0,611	2,256	2,434	1,385	1,788	0,960	1,225	2,450
Aprile	0,116	1,308	0,298	1,098	1,185	0,675	0,871	0,468	0,596	1,193
Maggio	0,001	0,217	0,014	0,068	0,078	0,081	0,117	0,019	0,102	0,204
Giugno	0,000	0,090	0,006	0,028	0,032	0,033	0,049	0,008	0,042	0,084
Luglio	0,000	0,074	0,005	0,023	0,027	0,028	0,040	0,007	0,035	0,070
Agosto	0,000	0,079	0,005	0,025	0,028	0,030	0,043	0,007	0,037	0,075
Settembre	0,000	0,157	0,010	0,049	0,056	0,058	0,085	0,014	0,074	0,148
Ottobre	0,097	1,095	0,249	0,919	0,992	0,565	0,729	0,391	0,499	0,999
Novembre	0,209	2,356	0,536	1,979	2,135	1,215	1,568	0,842	1,075	2,149
Dicembre	0,318	3,588	0,817	3,014	3,252	1,851	2,389	1,283	1,637	3,274
Media	0,138	1,603	0,357	1,320	1,425	0,820	1,061	0,560	0,732	1,464

Tabella Apx 3.68 - Emissioni NOx medie mensili sorgenti sostitutive del X Scenario - II parte

- Portate medie mensili di PM₁₀

Valori in g/s	Stack 1	Stack 2	Stack 3	Stack 4	Stack 5	Stack 6	Stack 7	Stack 8	Stack 9
Gennaio	0,4624	0,4617	0,4309	0,4975	0,2938	0,6625	0,8493	0,4738	0,1759
Febbraio	0,4014	0,4007	0,3740	0,4318	0,2551	0,5750	0,7372	0,4113	0,1526
Marzo	0,3054	0,3049	0,2846	0,3286	0,1941	0,4375	0,5609	0,3129	0,1161
Aprile	0,1487	0,1485	0,1386	0,1600	0,0945	0,2131	0,2732	0,1524	0,0566
Maggio	0,0098	0,0197	0,0088	0,0220	0,0089	0,0357	0,0550	0,0059	0,0024
Giugno	0,0041	0,0081	0,0036	0,0091	0,0037	0,0148	0,0227	0,0024	0,0010
Luglio	0,0034	0,0067	0,0030	0,0075	0,0030	0,0122	0,0188	0,0020	0,0008
Agosto	0,0036	0,0072	0,0032	0,0080	0,0032	0,0131	0,0201	0,0021	0,0009
Settembre	0,0071	0,0142	0,0063	0,0159	0,0064	0,0258	0,0398	0,0042	0,0017
Ottobre	0,1245	0,1243	0,1160	0,1339	0,0791	0,1784	0,2287	0,1276	0,0473
Novembre	0,2679	0,2675	0,2497	0,2883	0,1703	0,3839	0,4921	0,2745	0,1019
Dicembre	0,4081	0,4074	0,3803	0,4391	0,2593	0,5847	0,7496	0,4181	0,1552
Media	0,1789	0,1809	0,1666	0,1951	0,1143	0,2614	0,3373	0,1823	0,0677

Tabella Apx 3.69 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del X Scenario – I parte

Valori in g/s	Stack 10	Stack 11	Stack 12	Stack 13	Stack 14	Stack 15	Stack 16	Stack 17	Stack 18	Stack 19
Gennaio	0,0524	0,5920	0,1348	0,4973	0,5365	0,3055	0,3941	0,2117	0,2700	0,5401
Febbraio	0,0455	0,5138	0,1170	0,4317	0,4657	0,2651	0,3421	0,1838	0,2344	0,4688
Marzo	0,0346	0,3910	0,0890	0,3284	0,3543	0,2017	0,2603	0,1398	0,1783	0,3567
Aprile	0,0169	0,1904	0,0434	0,1599	0,1726	0,0982	0,1268	0,0681	0,0869	0,1737
Maggio	0,0001	0,0315	0,0020	0,0098	0,0113	0,0118	0,0171	0,0028	0,0149	0,0297
Giugno	0,0000	0,0130	0,0008	0,0041	0,0047	0,0049	0,0071	0,0012	0,0061	0,0123
Luglio	0,0000	0,0108	0,0007	0,0034	0,0039	0,0040	0,0058	0,0010	0,0051	0,0101
Agosto	0,0000	0,0115	0,0007	0,0036	0,0041	0,0043	0,0063	0,0010	0,0054	0,0109
Settembre	0,0001	0,0228	0,0014	0,0071	0,0082	0,0085	0,0124	0,0020	0,0107	0,0215
Ottobre	0,0141	0,1594	0,0363	0,1339	0,1444	0,0822	0,1061	0,0570	0,0727	0,1454
Novembre	0,0304	0,3430	0,0781	0,2881	0,3109	0,1770	0,2284	0,1227	0,1565	0,3129
Dicembre	0,0463	0,5224	0,1190	0,4389	0,4735	0,2696	0,3479	0,1868	0,2383	0,4767
Media	0,0200	0,2335	0,0519	0,1922	0,2075	0,1194	0,1545	0,0815	0,1066	0,2132

Tabella Apx 3.70 - Emissioni PM₁₀ medie mensili sorgenti sostitutive del X Scenario - II parte

- Parametri Fisici dei Camini

Nella tabella di seguito sono riassunti i valori di input utilizzati in ogni simulazione del X scenario di ampliamento di teleriscaldamento per l'anno 2023.

Le voci riportate sono, partendo da sinistra, oltre all'identificazione del camino, l'altezza di stack (Hs) in metri, la velocità di uscita dei fumi (Vs) in metri al secondo, la Temperatura media di uscita dal camino (K), l'Area equivalente del punto di emissione (As) in metri e il diametro del camino (Ds).

	Hs	Vs	Ts	As	Ds
	m	m/s	K	m ²	m
1	30	10	413,15	23,0	5,414
2	30	10	413,15	26,5	5,806
3	30	10	413,15	26,7	5,831
4	30	10	413,15	21,7	5,256
5	30	10	413,15	24,1	5,536
6	30	10	413,15	25,6	5,714
7	30	10	413,15	27,7	5,936
8	30	10	413,15	41,2	7,241
9	30	10	413,15	18,5	4,855
10	30	10	413,15	10,1	3,592
11	30	10	413,15	33,0	6,483
12	30	10	413,15	16,3	4,559
13	30	10	413,15	49,1	7,905
14	30	10	413,15	30,0	6,176
15	30	10	413,15	25,6	5,705
16	30	10	413,15	17,1	4,661
17	30	10	413,15	19,3	4,960
18	30	10	413,15	37,5	6,910
19	30	10	413,15	75,0	9,772

Tabella Apx 3.71 - Parametri fisici dei camini – X Scenario 2023

Per generare i fogli di output, Aermod ha impiegato oltre trenta ore di elaborazione dovendo interrogare svariati parametri di input relativi a diciassette sorgenti diverse.

Analizzando i valori di OUTPUT, si è estrapolato il valore di concentrazione massima al suolo su base media giornaliera per ogni file orografico e il giorno con massimi valori è il 03 gennaio.

A.3.20.1 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di NOx - 2023

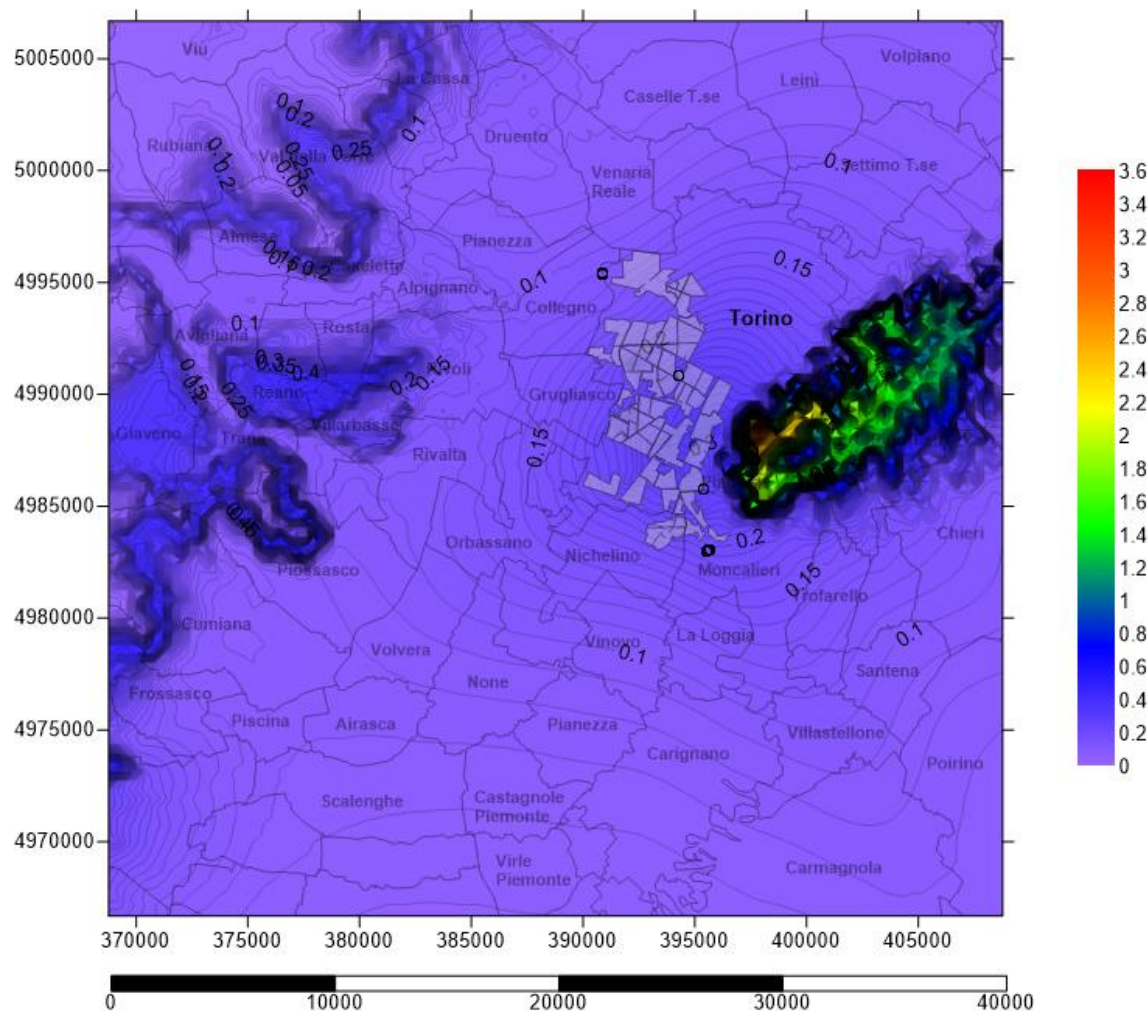


Figura Apx 3. 135 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo degli NOx – Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le massime concentrazioni di NOx registrate al suolo per l'ultimo scenario di ampliamento del teleriscaldamento arrivano a $3,6 \mu\text{g}/\text{m}^3$; si riscontrano sulla collina torinese, esposta a ovest e sul Monte San Giorgio, e qualche traccia anche nel versante nord della bassa val Susa. Iso-concentrazioni distanti $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.20.2 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 26 Dicembre 2023

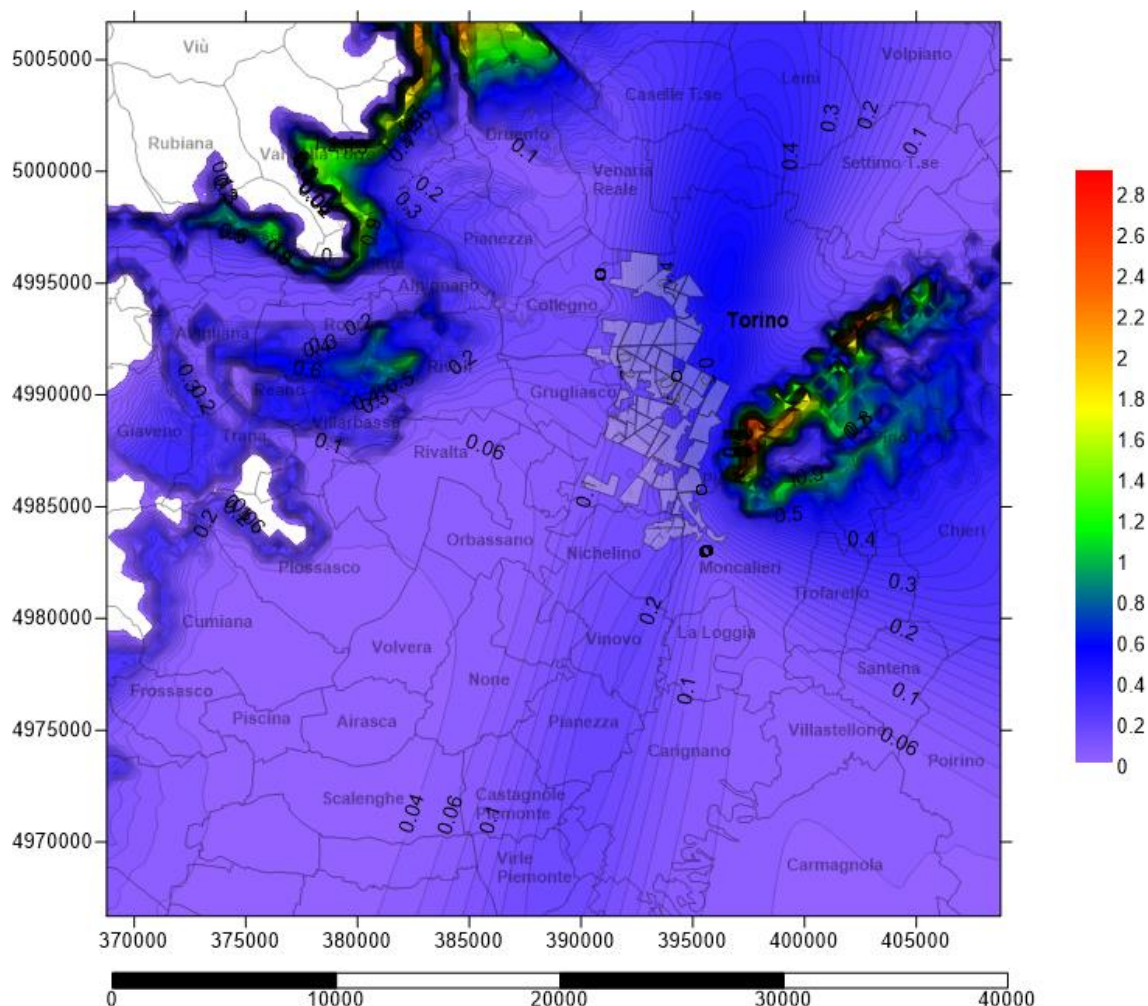


Figura Apx 3. 136 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 26 Dicembre 2023
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 26 Dicembre 2023 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $2,9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle quote massime localizzate a sud della collina torinese. Si notano valori aumentati rispetto l'anno precedente di $2 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.20.3 Risultati di ricaduta al suolo di NOx – 03 Gennaio 2023

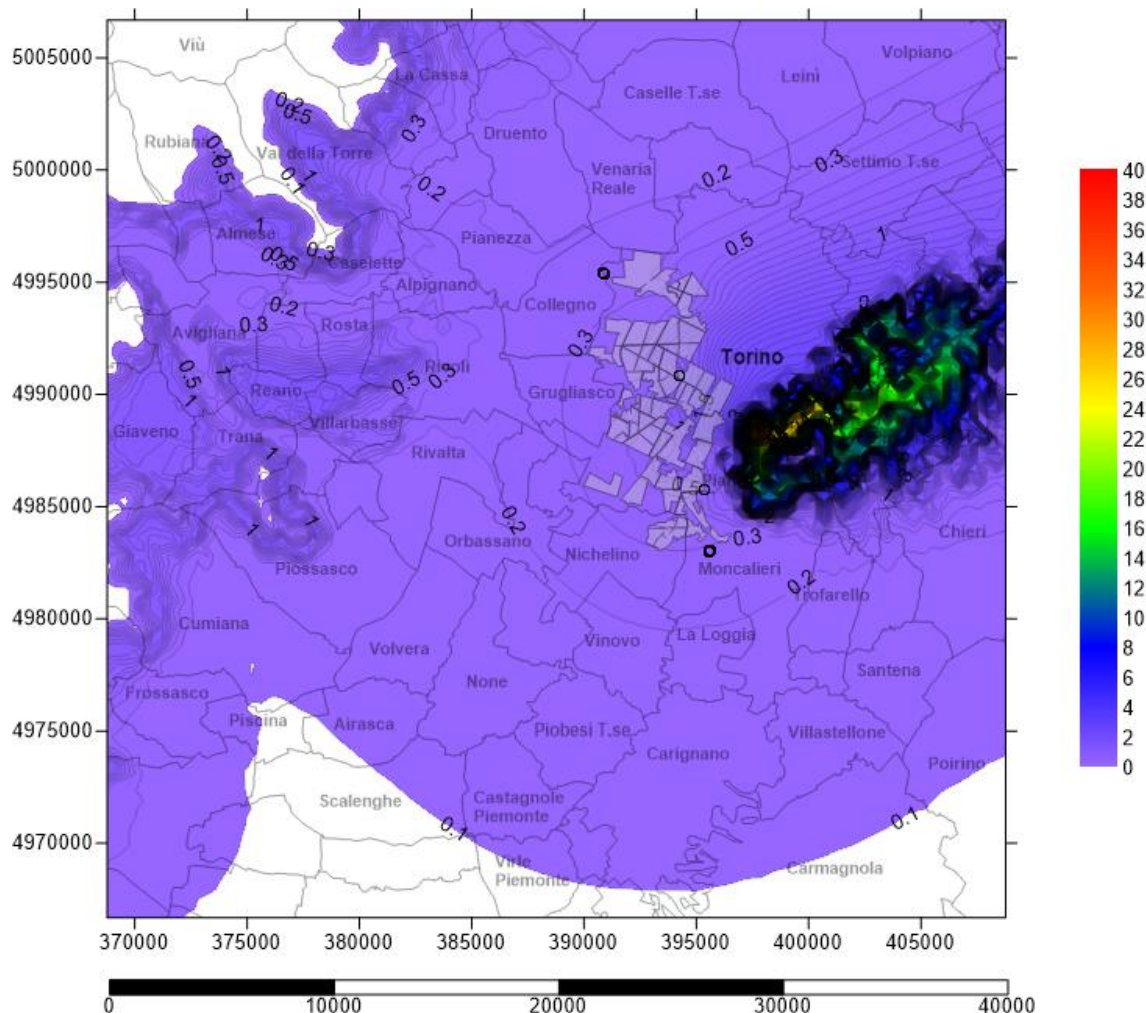


Figura Apx 3. 137 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2023
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Il 03 Gennaio 2023 vede valori massimi di concentrazione di NOx al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulle dorsali. Vediamo come, anche l'area a sud della Città metropolitana di Torino, sia interessata dall'effetto benefico dovuto allo spegnimento delle caldaie domestiche a favore del teleriscaldamento. Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.20.4 Risultati medi annui della ricaduta al suolo di PM₁₀ – 2023

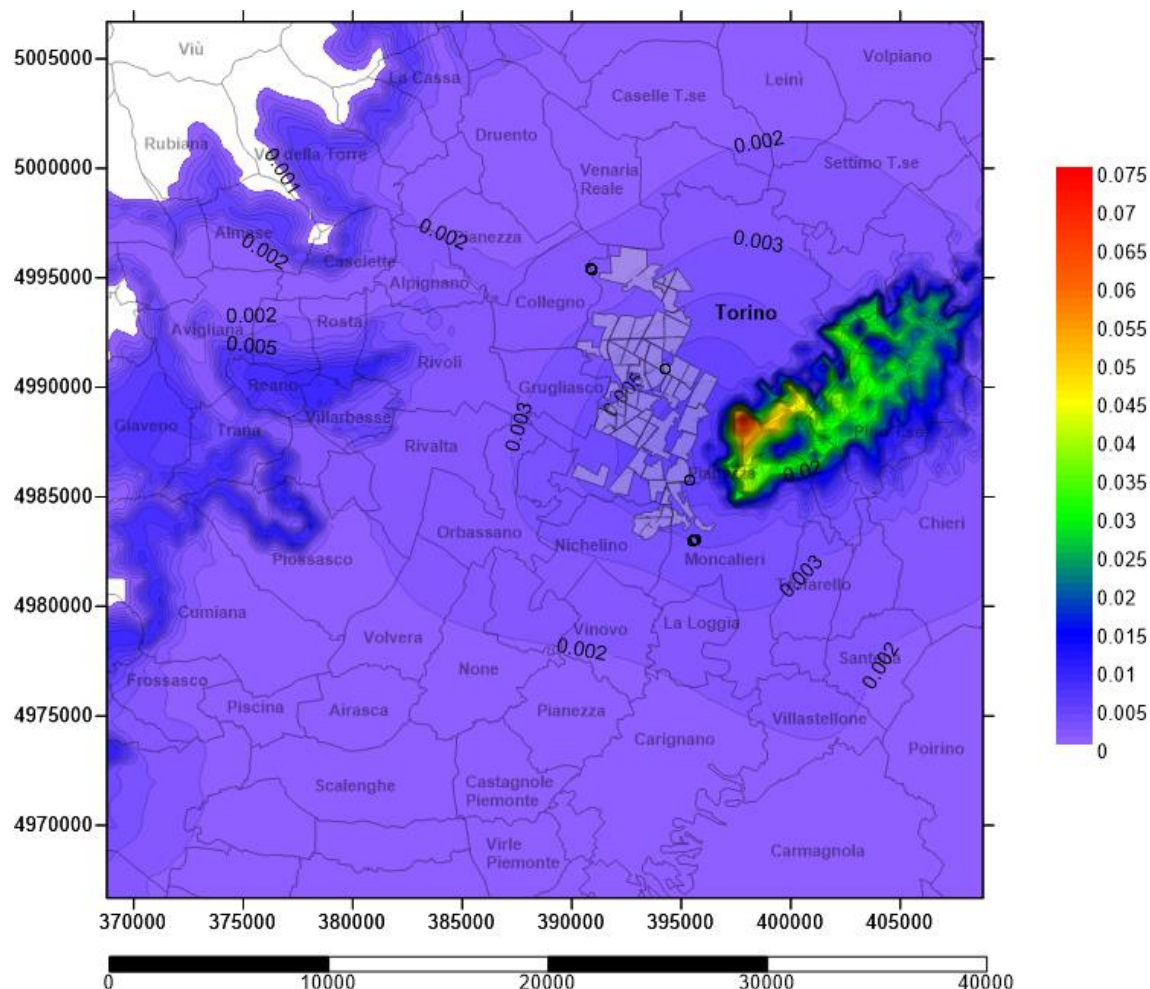


Figura Apx 3. 138 - Carta delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ - Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

L'andamento al suolo delle ricadute di PM₁₀ continua, anche per l'anno 2023 a concentrarsi sulla collina di Torino. Il picco di concentrazione è oltre $0,075 \mu\text{g}/\text{m}^3$ più alto di $0,04 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del primo scenario analizzato (anno 2014) e la zona pianeggiante cittadina della vicina provincia di Torino continua a registrare un aumento di ricaduta al suolo di Particolato.

Il passo delle linee iso-concentrazione è $0,0001 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.20.5 Risultati di ricaduta al suolo di PM₁₀ – 26 Dicembre 2023

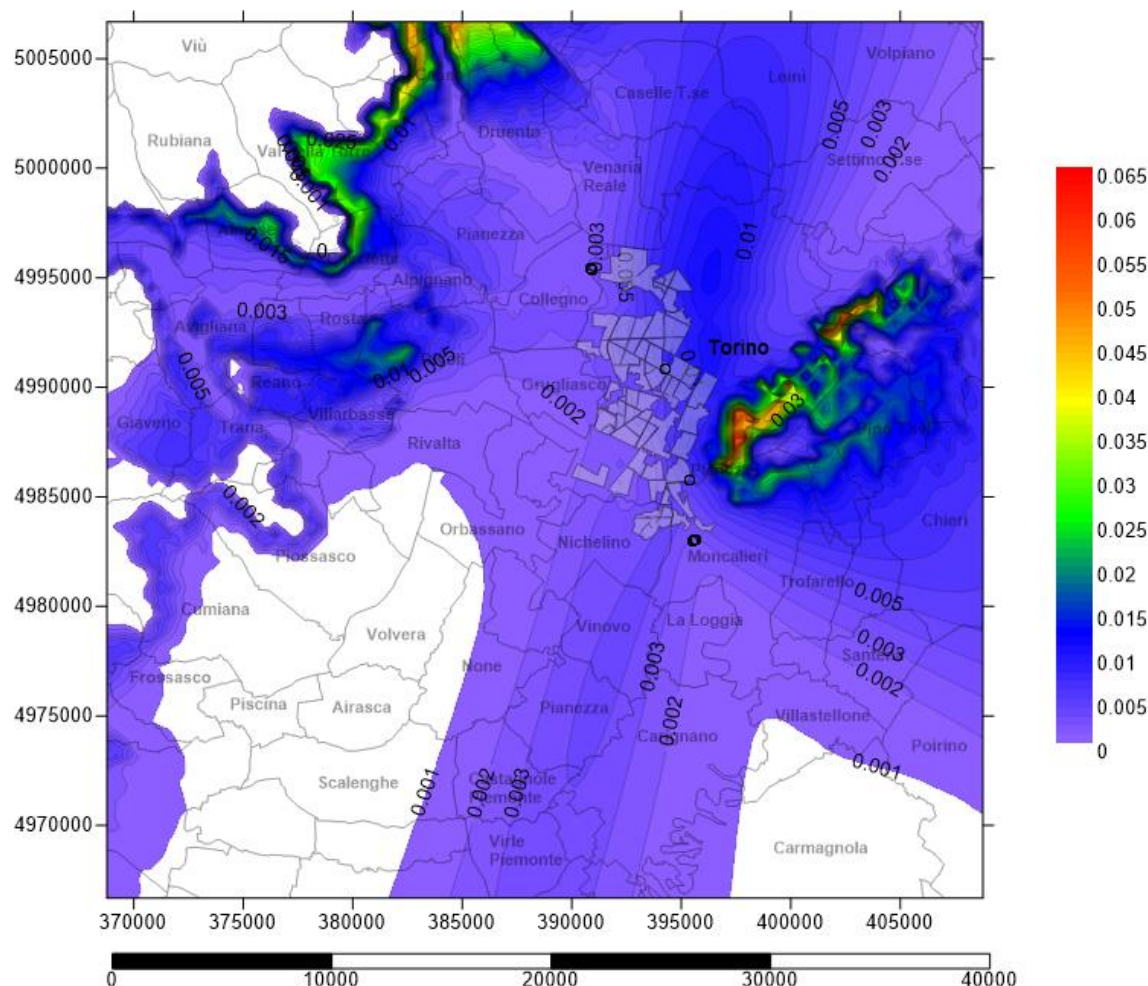


Figura Apx 3. 139 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2023. Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [µg/m³]

Il 26 Dicembre 2023 vede, come già presentato dal 2022, una lingua di inquinamento particolato che da Nichelino si estende lungo la zona sud fino ad arrivare a Carmagnola. I valori massimi di concentrazione di PM₁₀ al suolo prevalentemente sulle aree pedemontane, con punte massime che sfiorano i 0,0650 µg/m³ che corrisponde al doppio registrato il 26 dicembre 2014. Il passo delle linee iso-concentrazione è 0,001 µg/m³.

A.3.20.6 Risultati di ricaduta al suolo di PM_{10} – 03 gennaio 2023

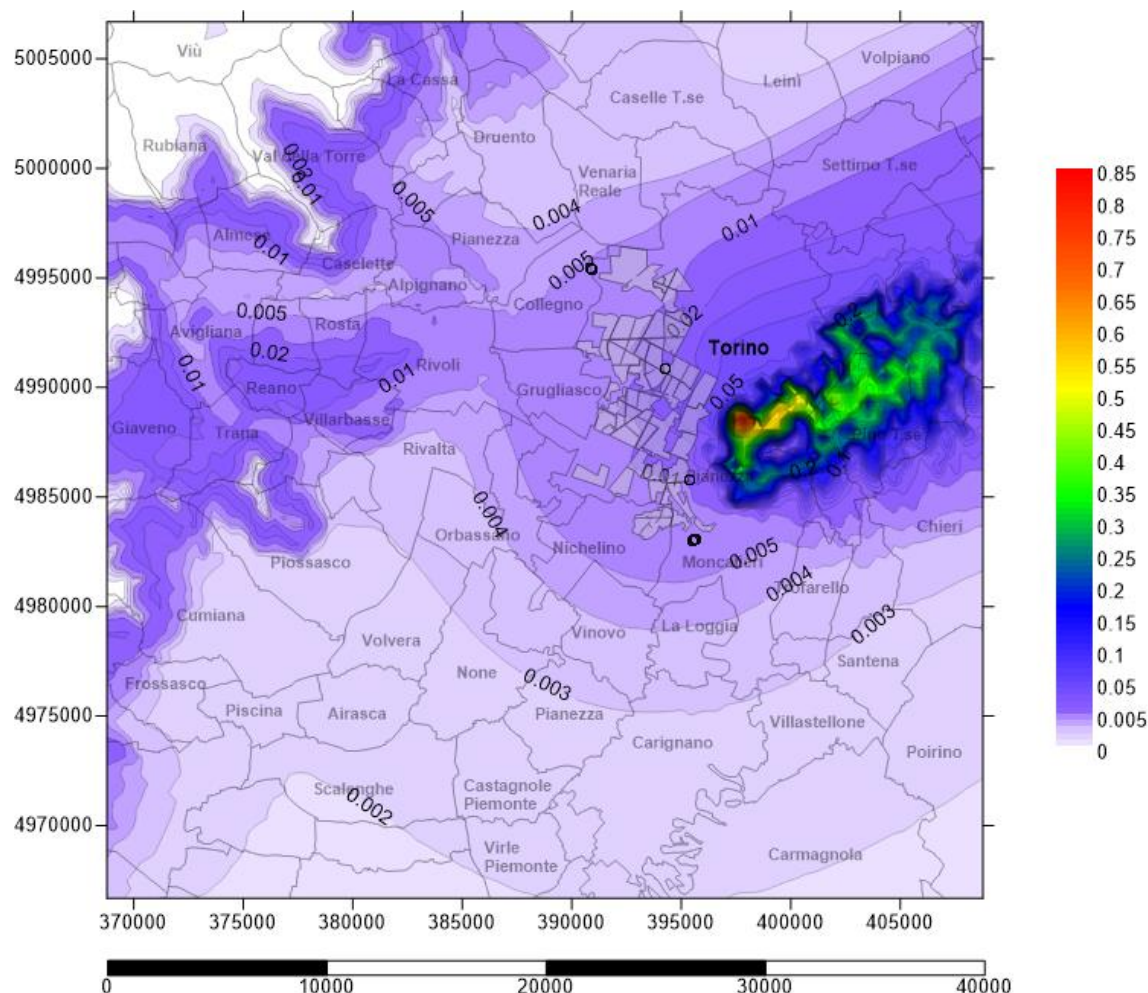


Figura Apx 3. 140 - Carta delle concentrazioni medie al suolo degli PM_{10} – 03 Gennaio 2021
Emissioni evitate a seguito dell'ampliamento del teleriscaldamento e spegnimento di caldaie domestiche [$\mu g/m^3$]

Il 03 Gennaio 2021 vede valori massimi di concentrazione di PM_{10} al suolo prevalentemente sulla collina torinese, con punte massime che sfiorano i $0,09 \mu g/m^3$ ma con estensione della zona d'impatto maggiore degli anni precedenti. Incidenza dell'inquinante anche sulle creste a ovest della piana torinese. Passo delle iso-concentrazioni al suolo di $0,001 \mu g/m^3$ e dopo $0,01 \mu g/m^3$ il passo diventa di $0,01 \mu g/m^3$.

A3.21 Bilancio al suolo per il I° scenario di TLR – 2014

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il I° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre, per ogni nodo appartenente alla griglia dell'area di studio, i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal teleriscaldamento a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.21.1 Bilancio al suolo di NO_x - I Scenario - 2014

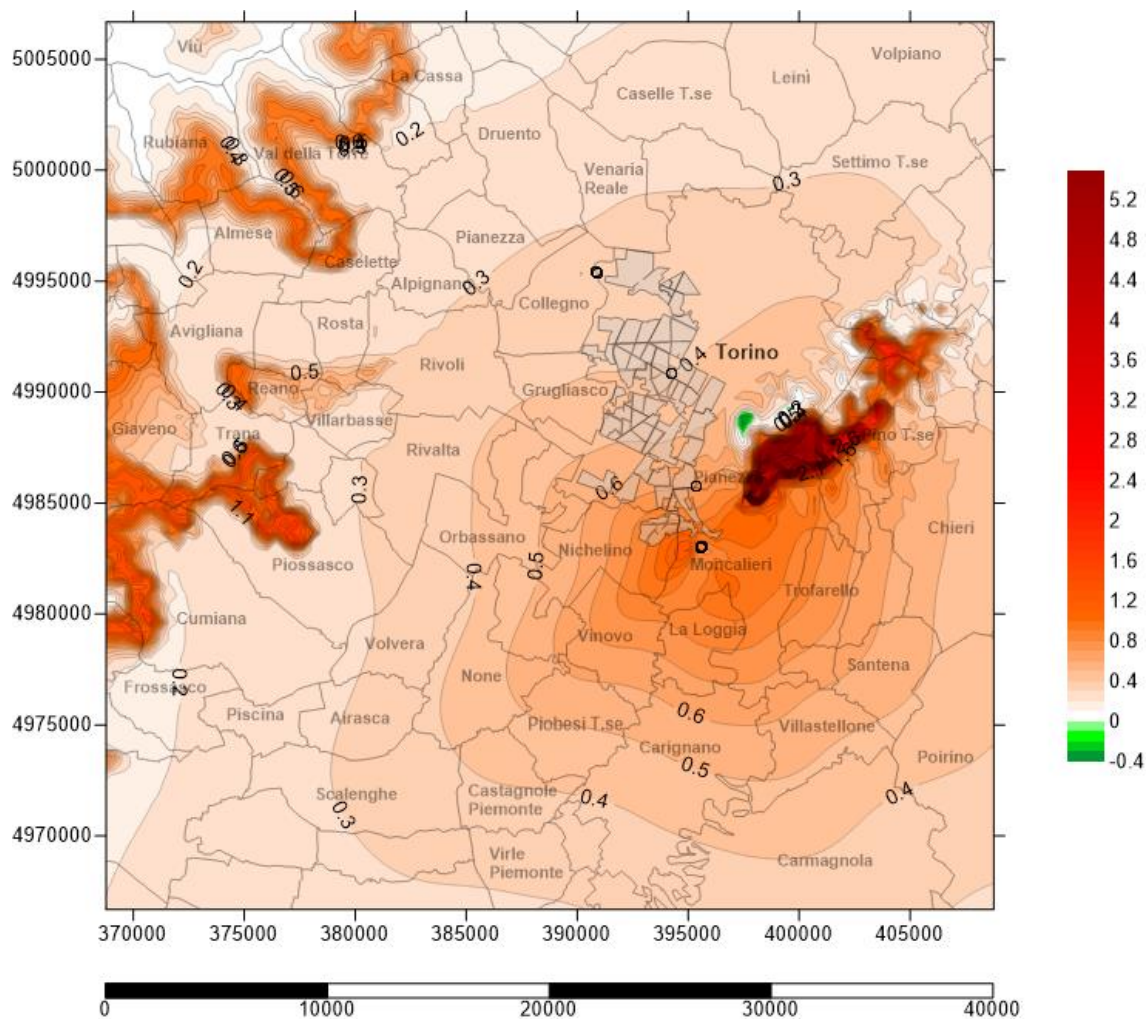


Figura Apx 3. 141 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x - I Scenario - 2014 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

La mappa del bilancio ambientale per lo scenario appena analizzato, dà l'idea che, a livello locale, su base annua, non vi siano grandi variazioni migliorative apportate dalla sostituzione delle caldaie locali con il servizio di teleriscaldamento.

Dalla figura Apx 3.141 si nota una lieve variazione del profilo delle iso-concentrazione proprio in prossimità dell'area in cui si localizzano le sorgenti sostituite.

La zona della collina torinese risulta lievemente mutata in alcuni punti ove lo spegnimento delle caldaie ha avuto riscontro positivo rispetto all'effetto delle centrali che alimentano il servizio di teleriscaldamento, mentre la zona collinare morenica di Rivoli-Avigliana e l'imbocco della bassa Val di Susa presentano sempre un impatto al suolo di ossidi di azoto maggiore.

I valori massimi di concentrazione, dell'ordine di $5,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ si trovano, quindi, a ridosso del versante ovest della collina torinese mentre valori poco superiori a $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sono accumulati a livello delle pendici del Monte San Giorgio facente parte delle Alpi Cozie.

Tra l'altro essendo la voce sostitutiva delle caldaie locali poco incidente, l'andamento degli inquinanti al suolo, nel complesso, è pressoché identico e quello delle emissioni delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva.

Considerando che il bilancio locale, valutato in termini numerici nel Capitolo 4, aveva dato riscontro di un peggioramento ambientale su base annua, allo stesso modo, ritroviamo, in linea diretta per via grafica, una variazione negativa a livello ambientale a seguito dell'esercizio degli impianti nel 2014.

A.3.21.2 Bilancio al suolo di NOx del 26 Dicembre 2014 – I Scenario

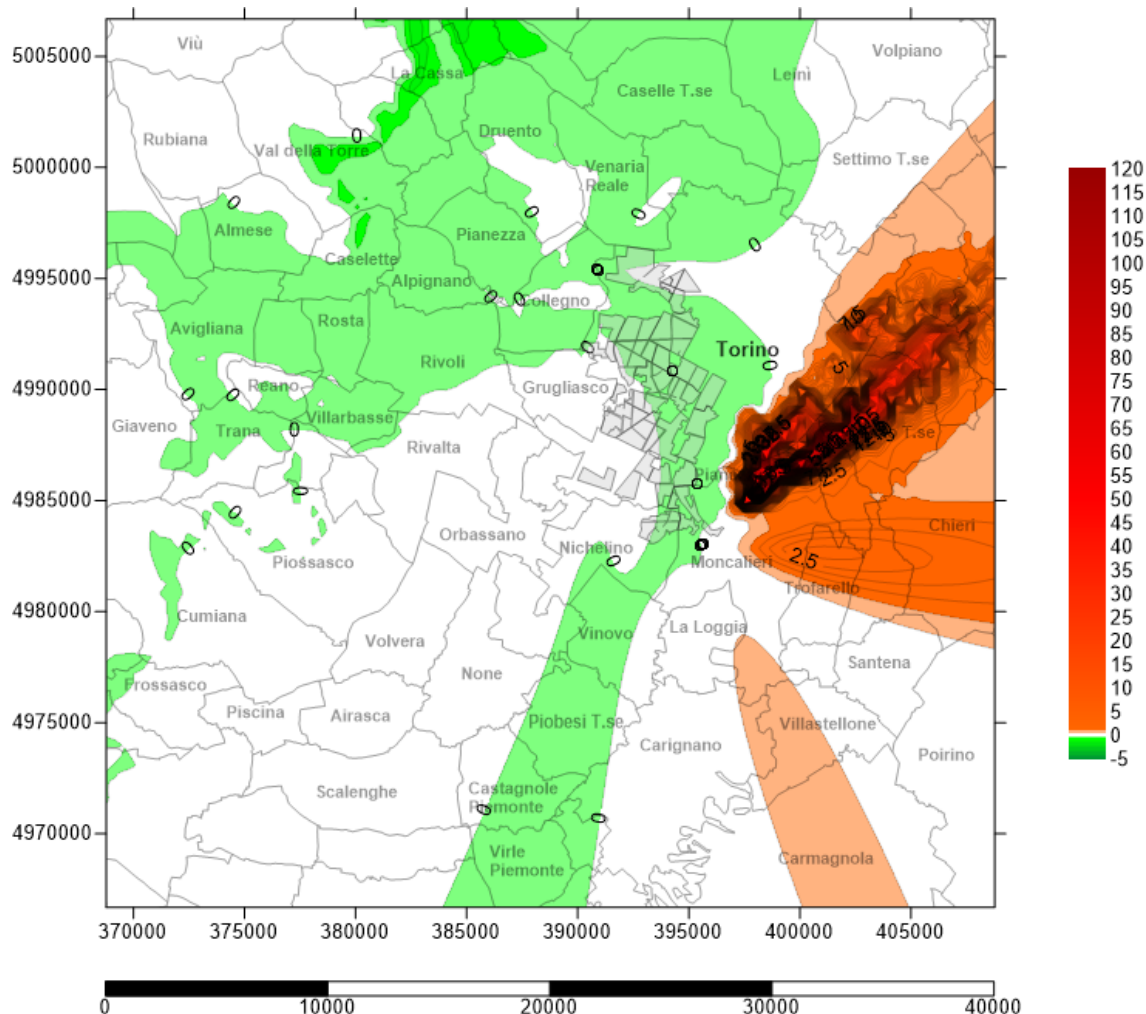


Figura Apx 3. 142 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2014 - I Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone in rosso-arancio implicano un peggioramento della qualità dell'aria al suolo, mentre quelle in bianco una situazione mediamente neutra e in verde le aree con miglioramento locale.

Le zone collinari e pedemontane sono sede di aumento delle concentrazioni fino a un massimo di $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo; ampie aree non sono interessate dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura che, da Virle-Piemonte, si protrae fino a Caselle Torinese e Leini, e tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx

A.3.21.3 Bilancio al suolo di NOx del 03 Gennaio 2014 – I Scenario

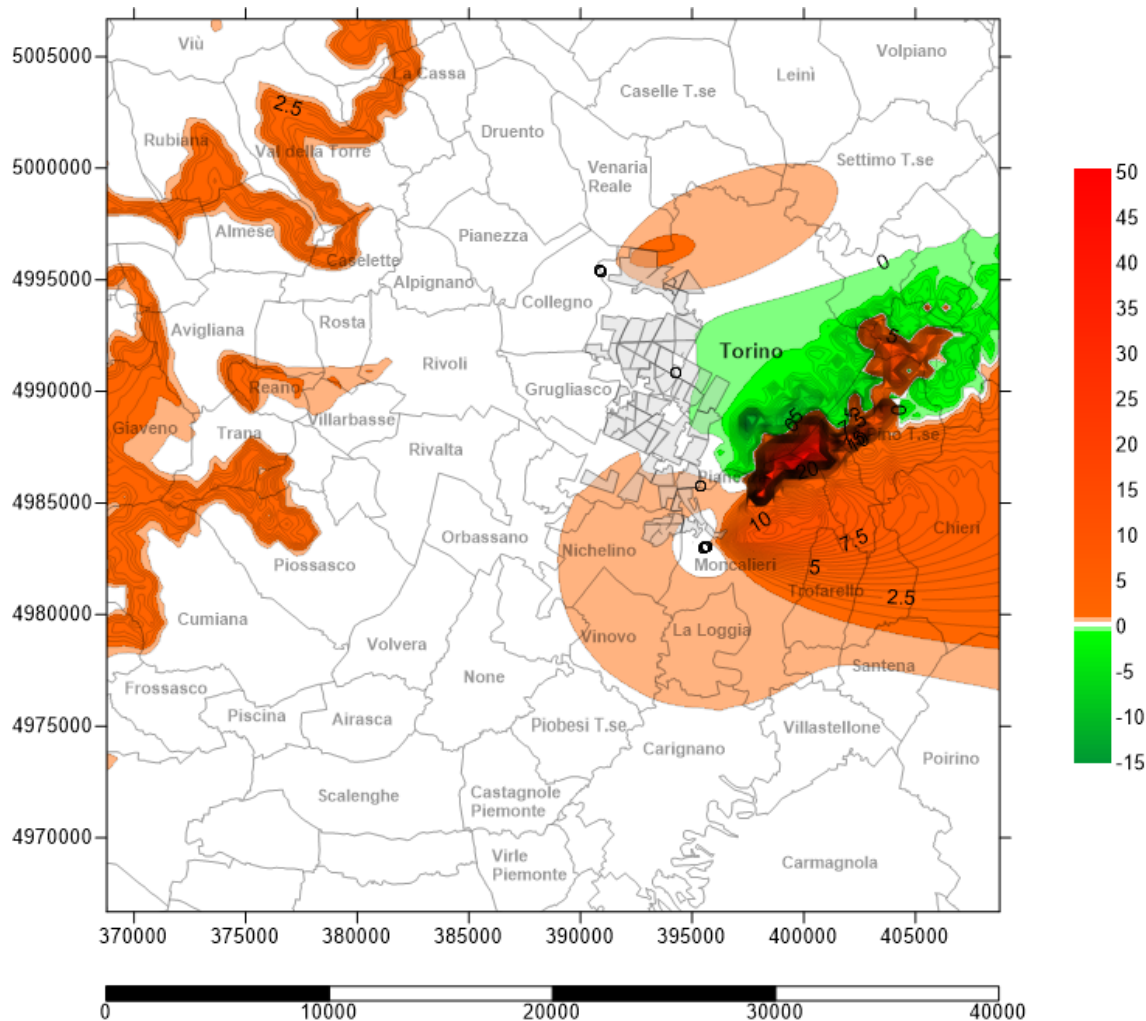


Figura Apx 3. 143 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2014 - I Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-15 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A.3.21.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - I Scenario - 2014

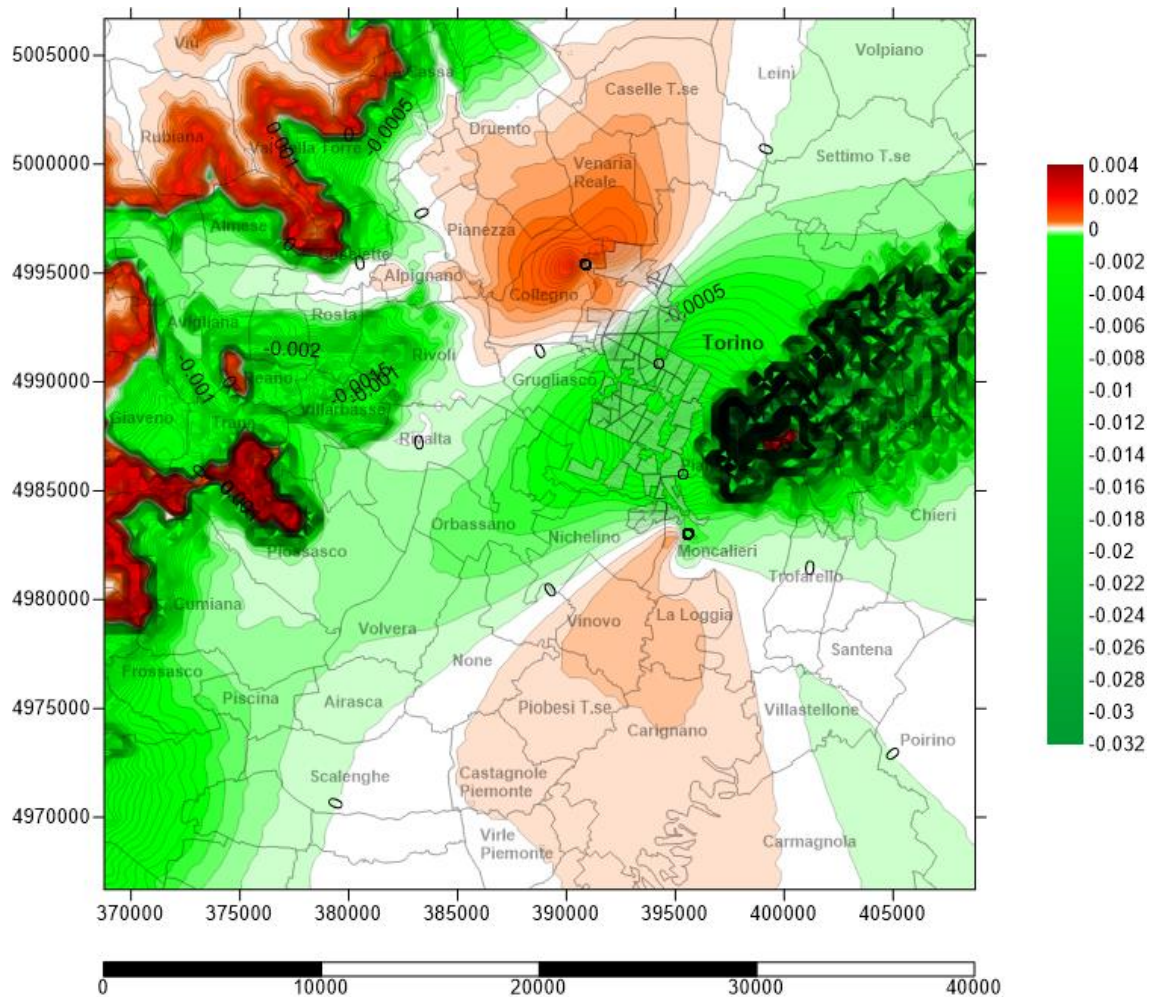


Figura Apx 3. 144 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – I Scenario - 2014 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Sviluppando il Bilancio locale del I scenario cogenerativo su base media annua, si arriva a una mappa di PM₁₀ al suolo dalla quale emerge una forte influenza dello spegnimento delle caldaie.

Le aree a nord della Centrale di Torino nord, a sud delle centrali di Moncalieri e sulle aree pedemontane della collina morenica di Rivoli-Avigliana, l'imbocco della valle di Susa e della Valle di Lanzo, presenta un peggioramento al suolo con punte di 0,004 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

A.3.21.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ 26 Dicembre 2014 – I Scenario

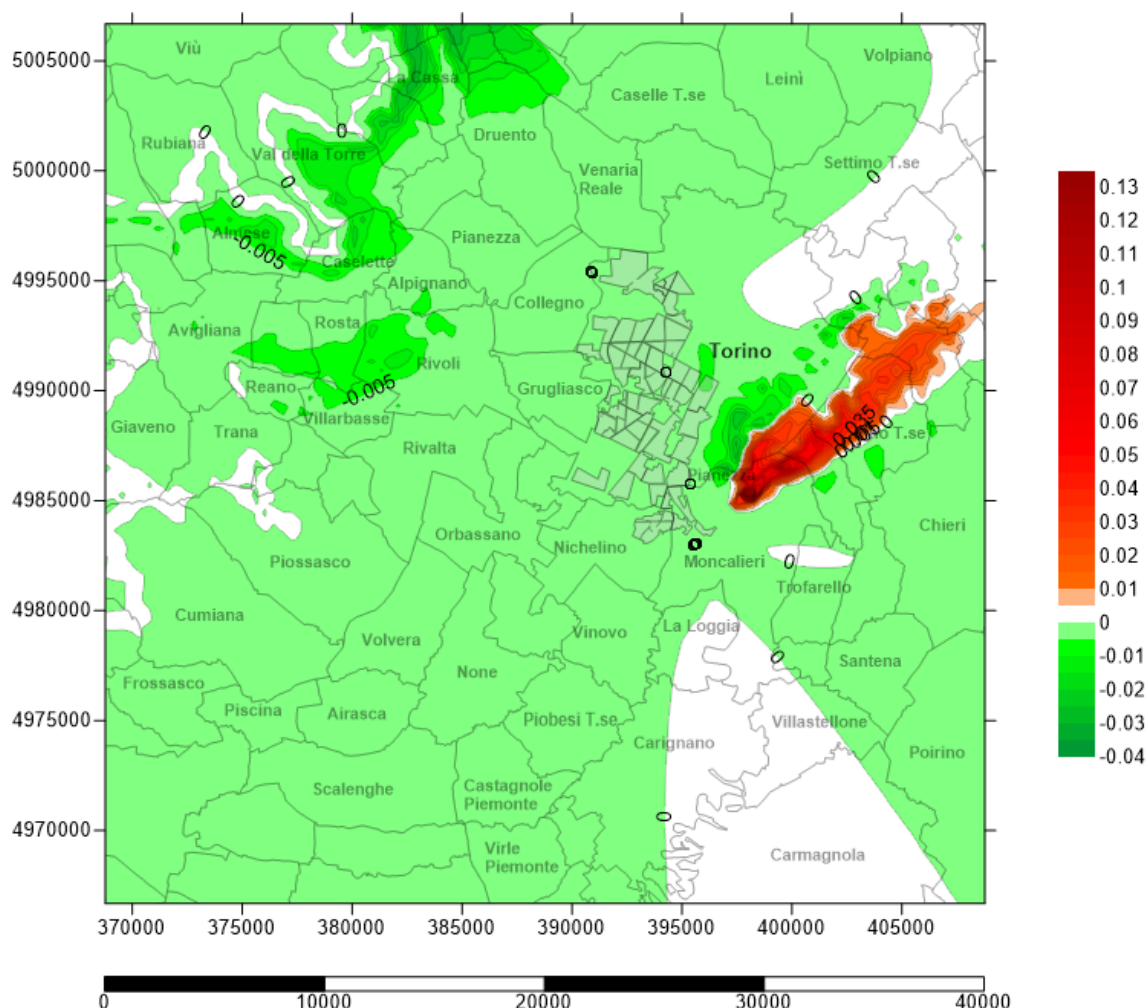


Figura Apx 3. 145 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere dei PM₁₀ – 26 Dicembre 2014 - I Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone in rosso-arancio implicano un peggioramento della qualità dell'aria al suolo, mentre quelle in bianco una situazione mediamente neutra e in verde le aree con miglioramento locale.

Le zone collinari e pedemontane sono sede di aumento delle concentrazioni fino un massimo di 0,13 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ di PM₁₀ alle concentrazioni di fondo; ampie aree sono interessate da variazioni positive (inquinamento evitato) a seguito dell'ampliamento del TLR, con picchi su tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana che presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di 0,004 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ di PM₁₀.

A.3.21.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 03 Gennaio 2014 – I Scenario

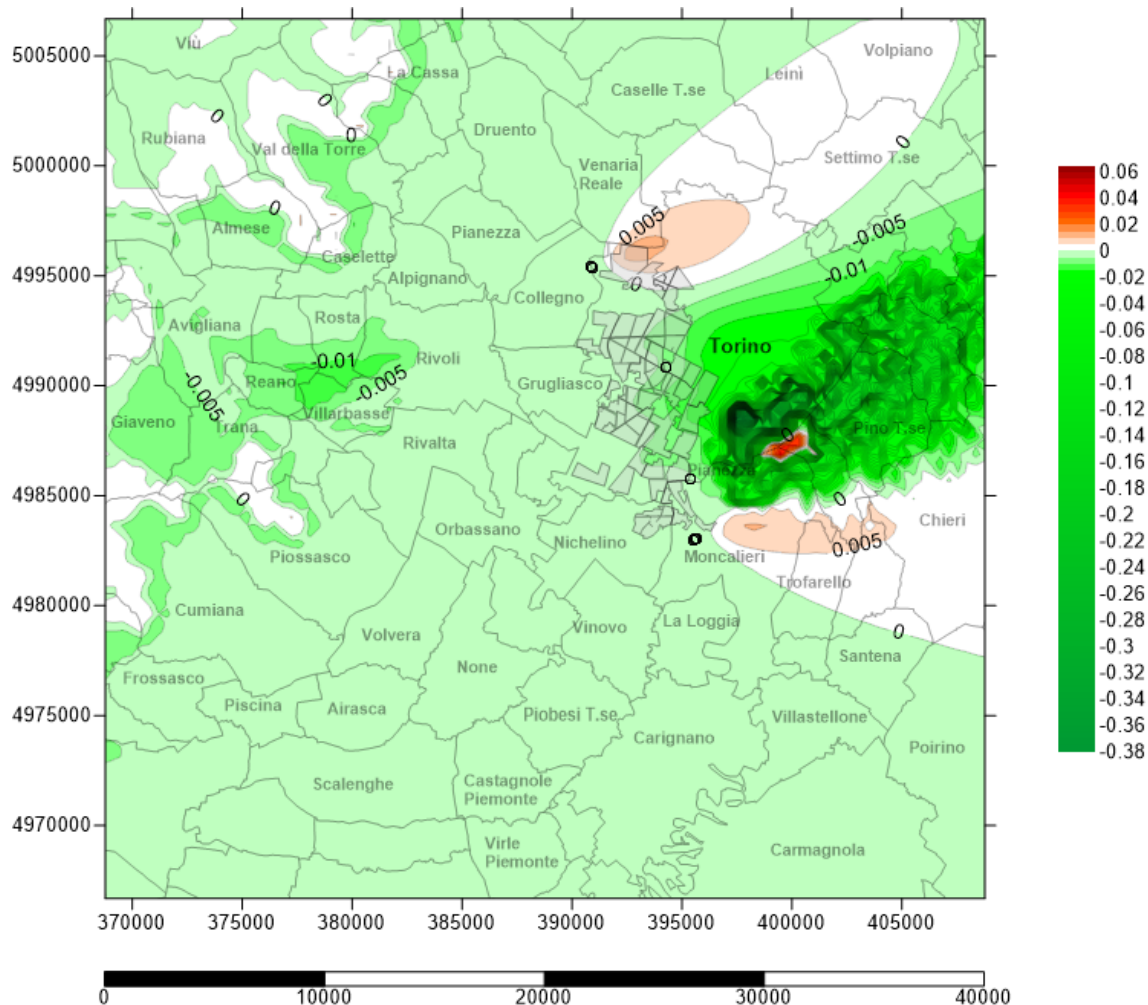


Figura Apx 3. 146 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo dei PM₁₀ - 08 Gennaio - V Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-0,38 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio positivo mentre per quanto riguarda le aree a ridosso degli impianti di Torino nord e di Moncalieri, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $0,02 \mu\text{g}/\text{m}^3$; inoltre in limitate zone della collina torinese vi è il picco di inquinamento pari a $0,06 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.22 Bilancio al suolo per il II° scenario di TLR - 2015

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il II° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre, i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.22.1 Bilancio al suolo di NO_x - II Scenario - 2015

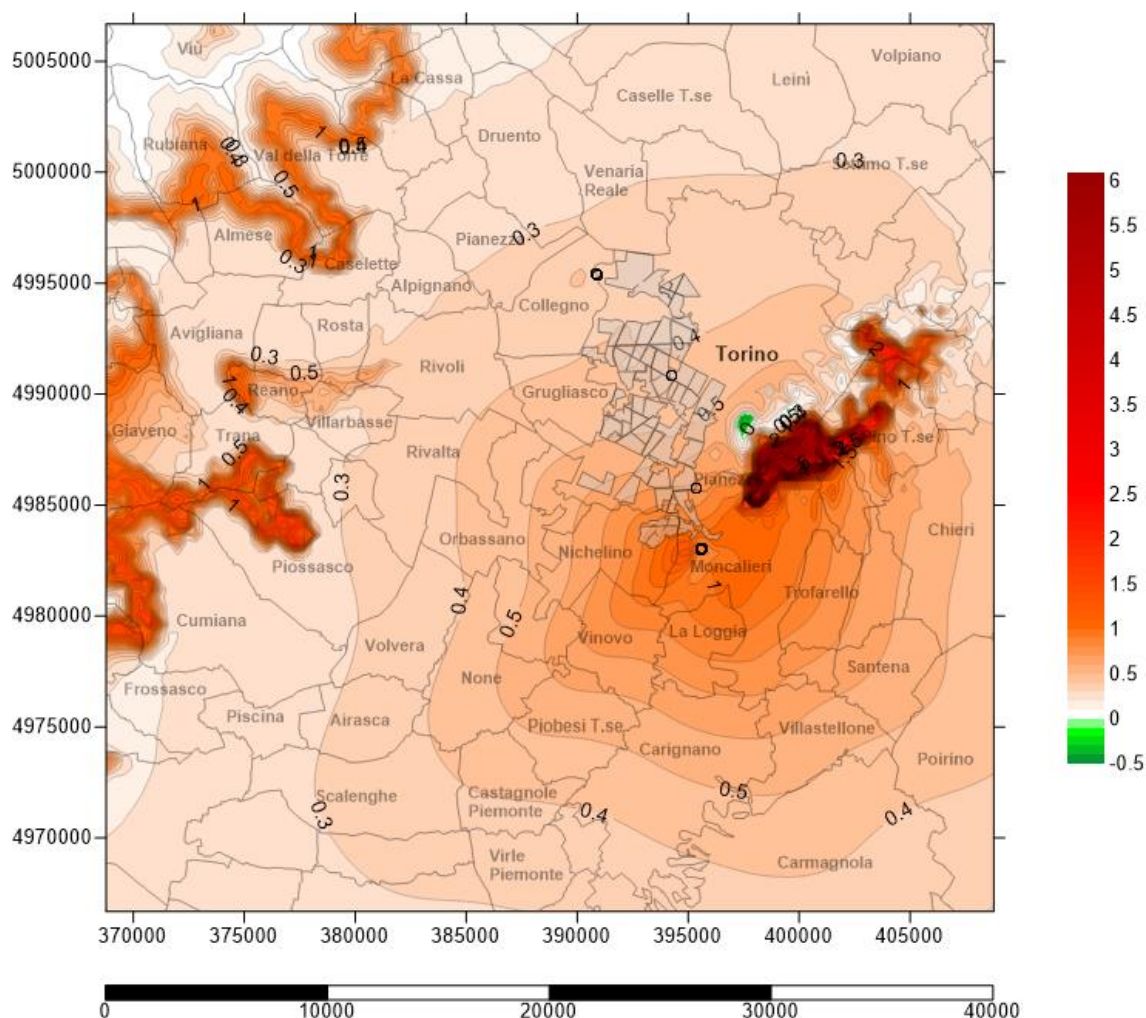


Figura Apx 3. 147 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x – II Scenario - 2015 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

La mappa del bilancio ambientale per lo scenario appena analizzato, conferma quanto già registrato nel 2014 con un peggioramento a livello al suolo delle concentrazioni di NOx apportate dalla sostituzione delle caldaie locali con il servizio di teleriscaldamento.

Dalla figura Apx 3.147 si nota una lieve variazione del profilo delle iso-concentrazione proprio in prossimità dell'area in cui si localizzano le sorgenti sostituite.

L'ampliamento nel 2015 dell'attuale sistema di teleriscaldamento con "saturazione" dello stesso comporta un peggioramento generale per tutta l'area a parte per la zona della collina torinese che in alcuni punti lo spegnimento delle caldaie ha avuto riscontro positivo rispetto all'effetto delle centrali che alimentano il servizio di teleriscaldamento, mentre la zona collinare morenica di Rivoli-Avigliana e l'imbocco della bassa Val di Susa presentano sempre un impatto al suolo di ossidi di azoto maggiore.

I valori massimi di concentrazione, dell'ordine di $6,0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ si trovano, quindi, a ridosso del versante ovest della collina torinese mentre valori poco superiori a $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sono accumulati a livello delle pendici del Monte San Giorgio facente parte delle Alpi Cozie.

Considerando che il bilancio locale, valutato in termini numerici nel Capitolo 4, aveva dato riscontro di un peggioramento ambientale su base annua, allo stesso modo, ritroviamo, in linea diretta per via grafica, una variazione negativa a livello ambientale a seguito dell'esercizio degli impianti nel 2015 che però risulta essere peggiore al livello del suolo.

A.3.22.2 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2015 – II Scenario

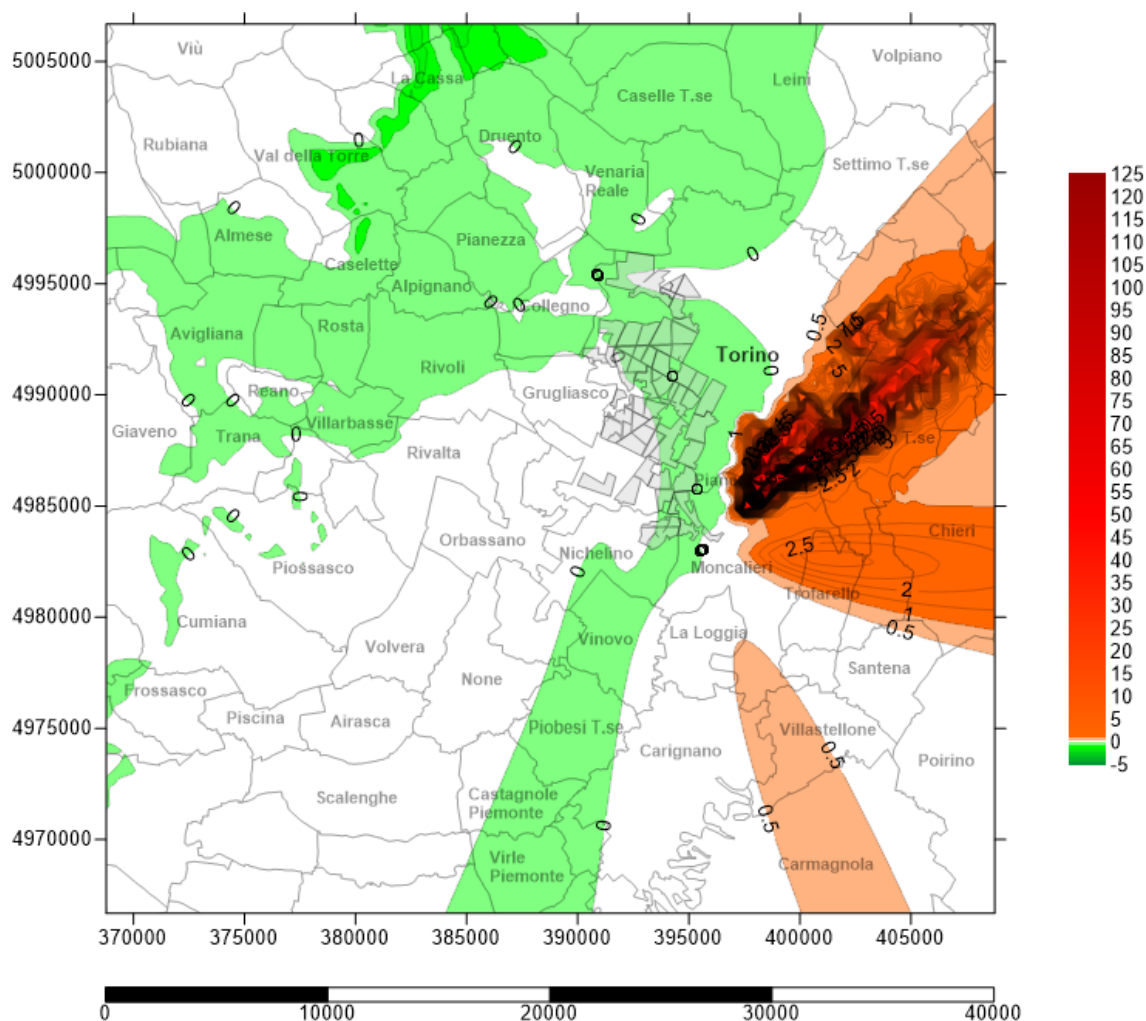


Figura Apx 3. 148 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2015 - II Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone in rosso-arancio implicano un peggioramento della qualità dell'aria al suolo, mentre quelle in bianco una situazione mediamente neutra e in verde le aree con miglioramento locale.

Le zone collinari e pedemontane sono sede di aumento delle concentrazioni fino a un massimo di $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo; ampie aree non sono interessate dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura che, da Virle-Piemonte, si protrae fino a Caselle Torinese e Leini, e tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx

A.3.22.3 Bilancio al suolo di NOx 03 Gennaio 2015 – Il Scenario

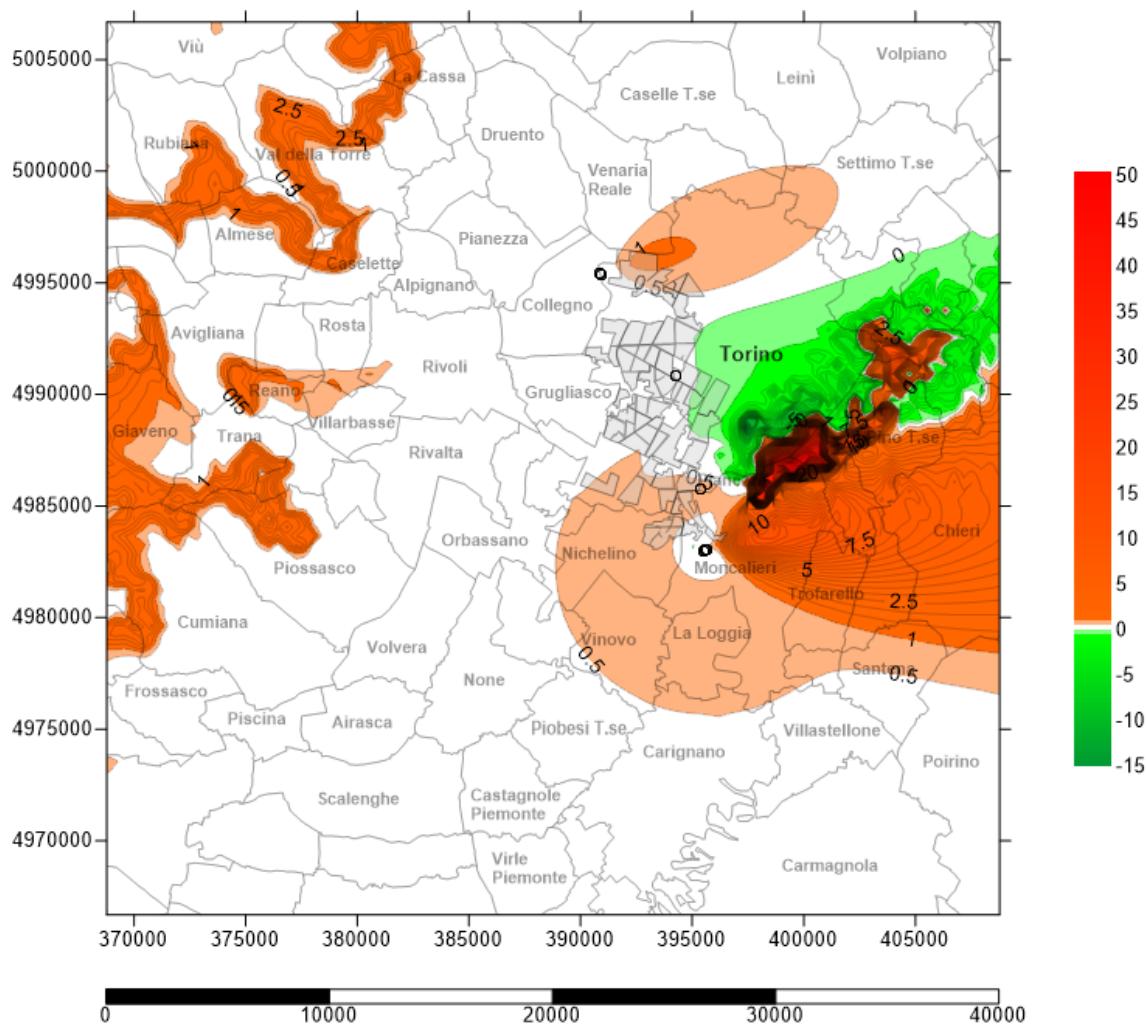


Figura Apx 3. 149 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2015 - Il Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-15 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A.3.22.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - II Scenario - 2015

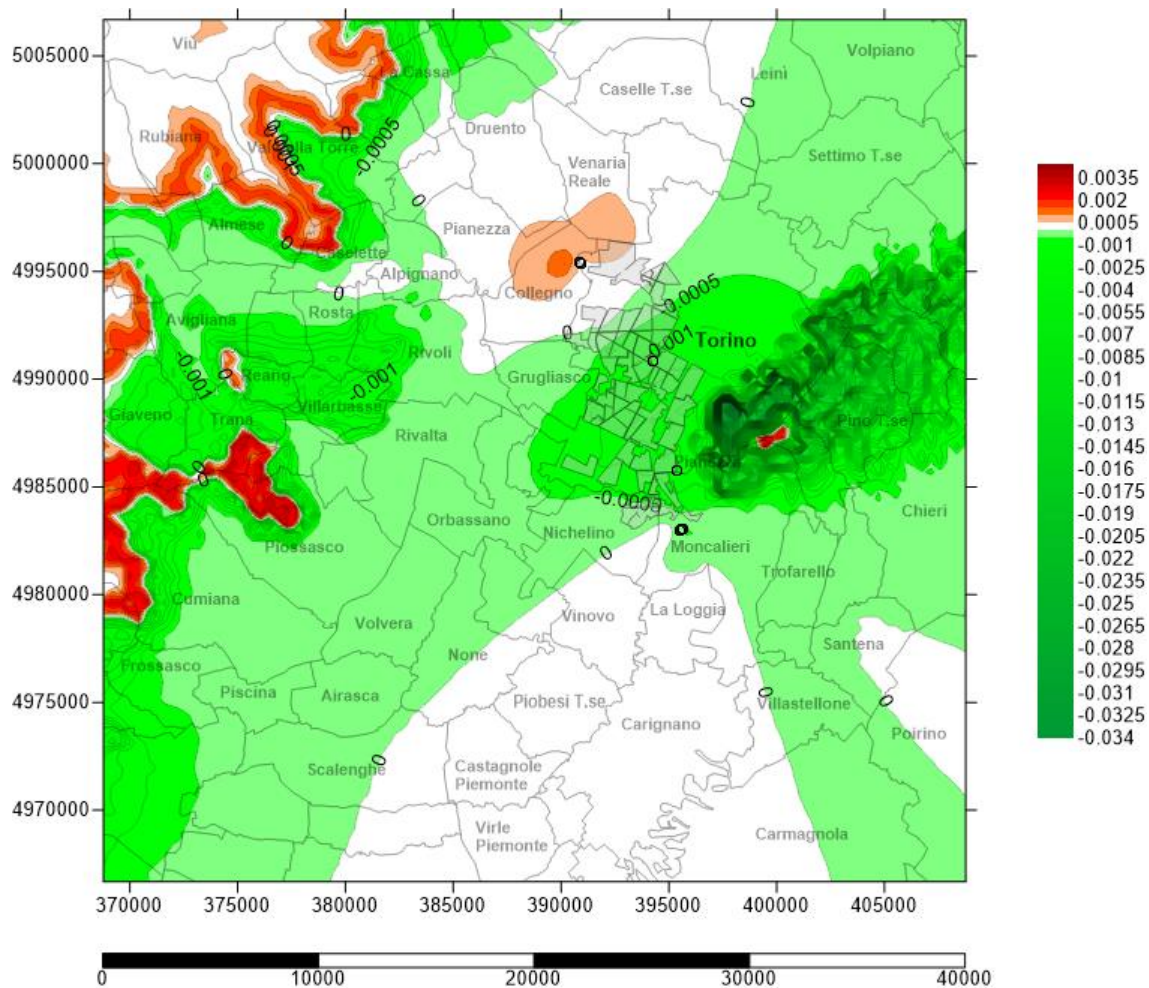


Figura Apx 3. 150 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ - II Scenario - 2015 [µg/m³]

Sviluppando il Bilancio locale del II scenario cogenerativo su base media annua, notando una forte differenza dell'ordine di grandezza delle concentrazioni al suolo per le centrali cogenerative e le utenze sostituite con TLR si arriva a una mappa di NO_x al suolo dalla quale emerge una forte influenza delle caldaie domestiche spente. Le uniche lievi modifiche in senso negativo si riscontrano proprio a ridosso del Monte San Giorgio, all'imbocco delle valli di Susa e di Lanzo e vicino ai quartieri sorgente sostitutivi alle caldaie locali di Torino nord.

A.3.22.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ 26 Dicembre 2015 – II Scenario

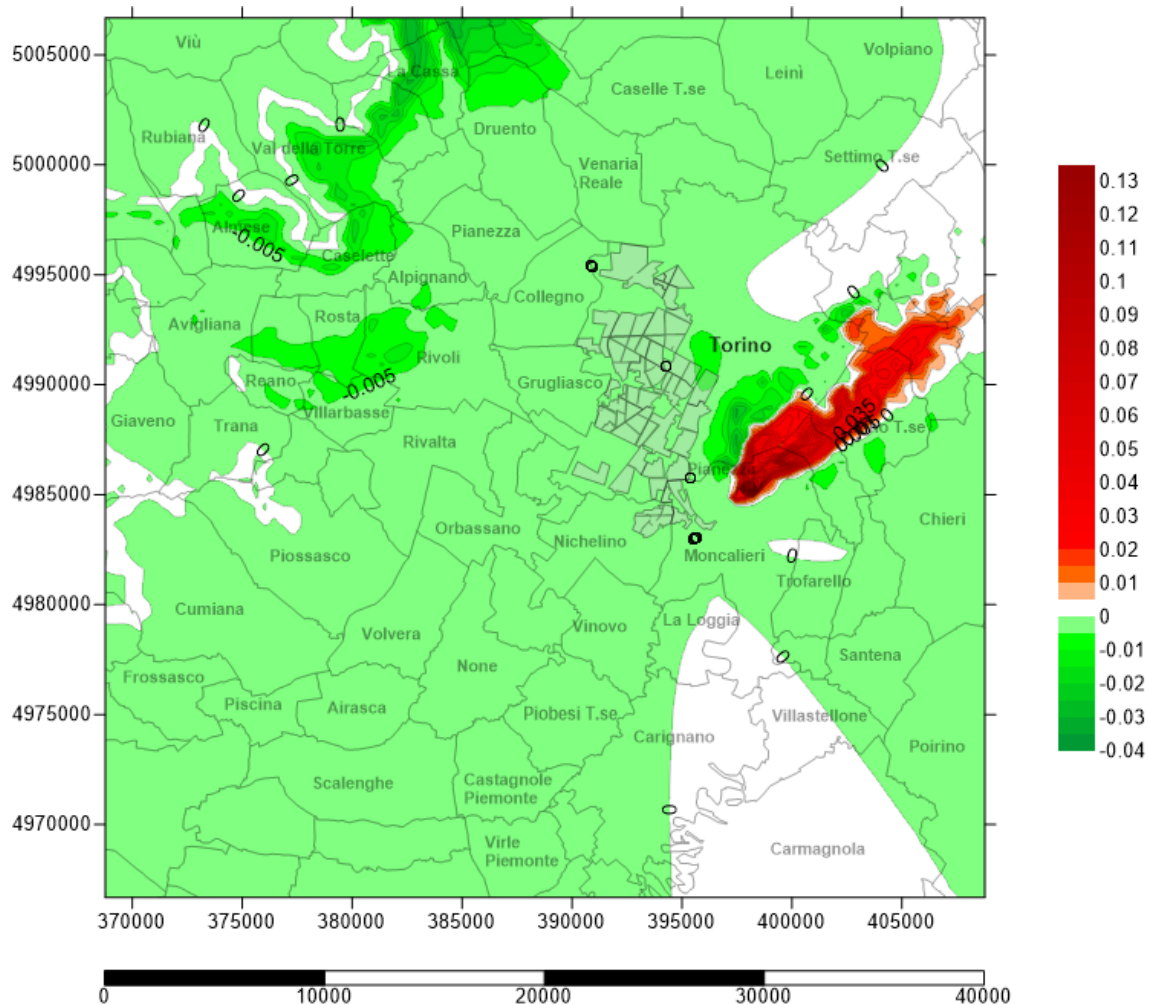


Figura Apx 3. 151 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere dei PM₁₀ – 26 Dicembre 2015 - II Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone collinari e pedemontane delle valli a ovest della piana torinese, presentano ulteriori recuperi di PM₁₀ al suolo mentre come già emerso nel 2014 una lingua sulla collina torinese presenta peggioramenti con punte di 0,135 $\mu\text{g}/\text{m}^3$; ampie aree sono interessate a lievi variazioni emissive positive (verdi) legate all'ampliamento del TLR.

A.3.22.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ 03 Gennaio 2015 – Il Scenario

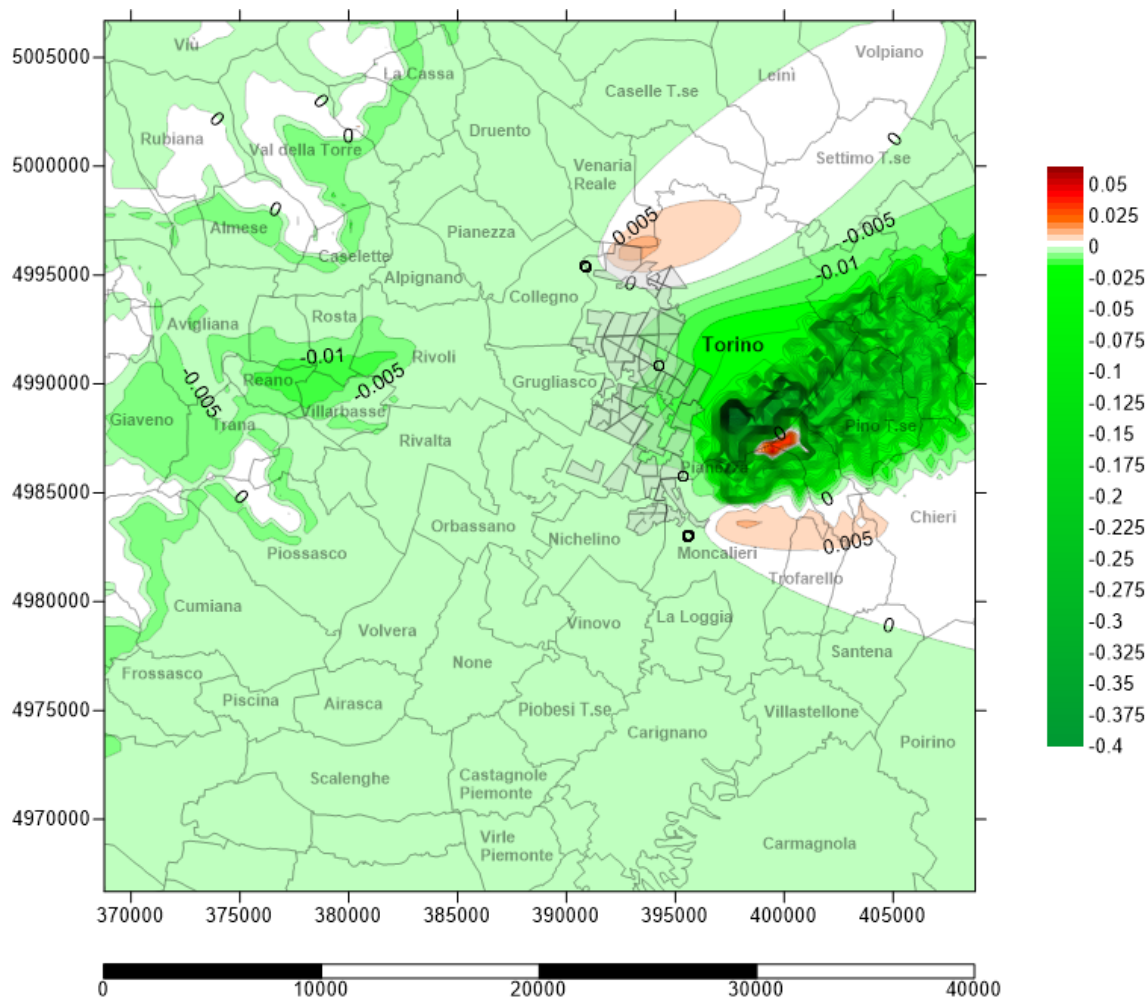


Figura Apx 3. 152 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo dei PM₁₀ – 03 Gennaio 2015 - Il Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-0,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio di recupero al suolo mentre per quanto riguarda le aree vicino agli impianti di Torino nord e Moncalieri, vi sono lievi peggioramenti di ricadute al suolo con punte di $0,05 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi sulla collina torinese.

A3.23 Bilancio al suolo per il III° scenario di TLR - 2016

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il III° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre, i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.23.1 Bilancio al suolo di NO_x - III Scenario - 2016

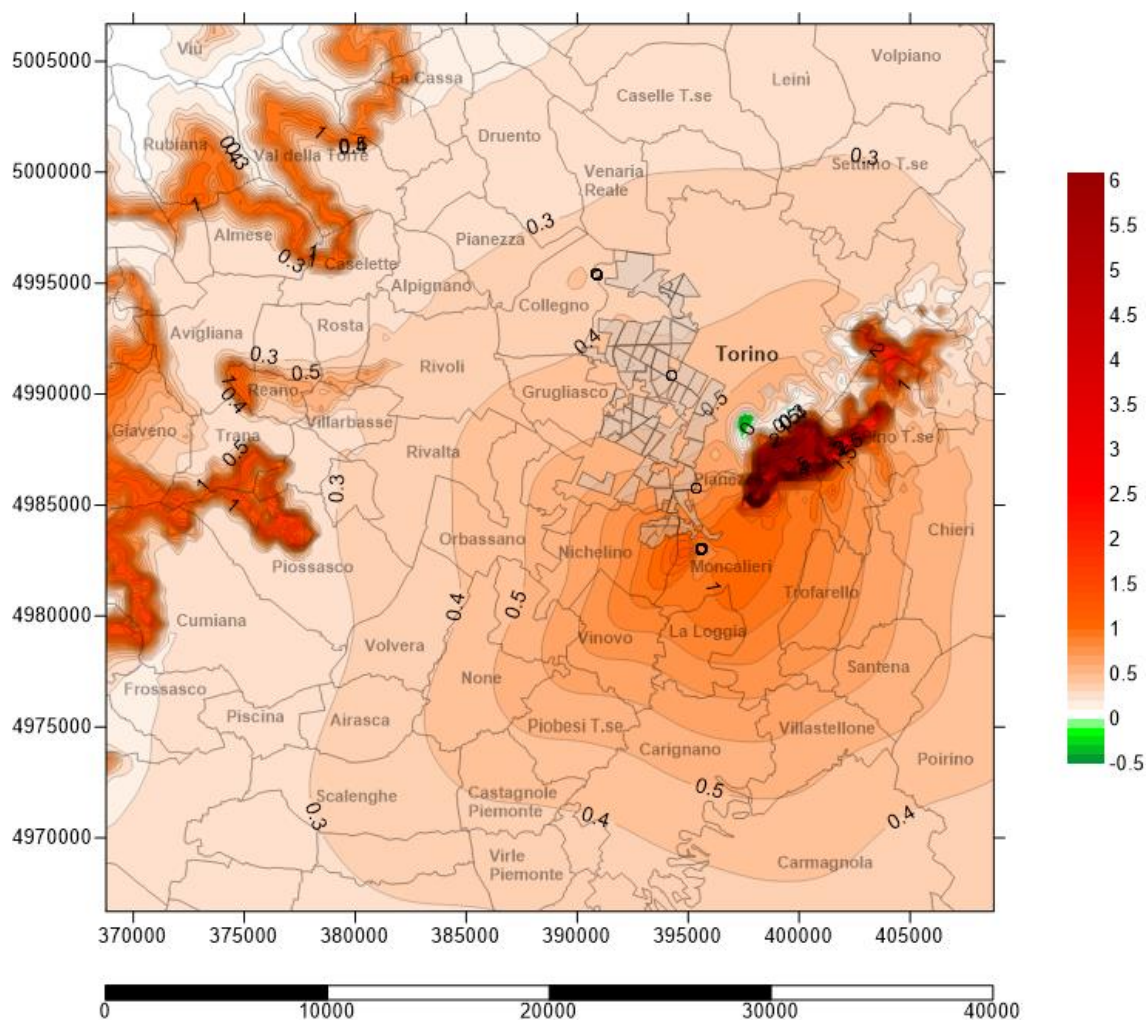


Figura Apx 3. 153 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x - III Scenario - 2016 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

La mappa del bilancio ambientale per lo scenario del 2016, dà l'idea che, a livello locale, su base annua, non vi siano grandi variazioni migliorative apportate dalla sostituzione delle caldaie locali con il servizio di teleriscaldamento anzi, rispetto al 2015 ci sono lievi peggioramenti.

Dalla figura Apx 3.153 si nota una lieve variazione del profilo delle iso-concentrazione proprio in prossimità dell'area in cui si localizzano le sorgenti sostituite.

La zona della collina torinese risulta lievemente mutata in alcuni punti ove lo spegnimento delle caldaie ha avuto riscontro positivo rispetto all'effetto delle centrali che alimentano il servizio di teleriscaldamento, mentre la zona collinare morenica di Rivoli-Avigliana e l'imbocco della bassa Val di Susa presentano sempre un impatto al suolo di ossidi di azoto maggiore.

I valori massimi di concentrazione, dell'ordine di $6 \mu\text{g}/\text{m}^3$ si trovano, quindi, a ridosso del versante ovest della collina torinese mentre valori poco superiori a $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sono accumulati a livello delle pendici del Monte San Giorgio facente parte delle Alpi Cozie.

Tra l'altro essendo la voce sostitutiva delle caldaie locali poco incidente, l'andamento degli inquinanti al suolo, nel complesso, è pressoché identico e quello delle emissioni delle centrali cogenerative e di integrazione e riserva.

Considerando che il bilancio locale, valutato in termini numerici nel Capitolo 4, aveva dato riscontro di un peggioramento ambientale su base annua, allo stesso modo, ritroviamo, in linea diretta per via grafica, una variazione negativa a livello ambientale a seguito dell'esercizio degli impianti nel 2015 però attenzione che la situazione è peggiore rispetto al conto matematico svolto nel Cap. 5.

A.3.23.2 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2016 – III Scenario

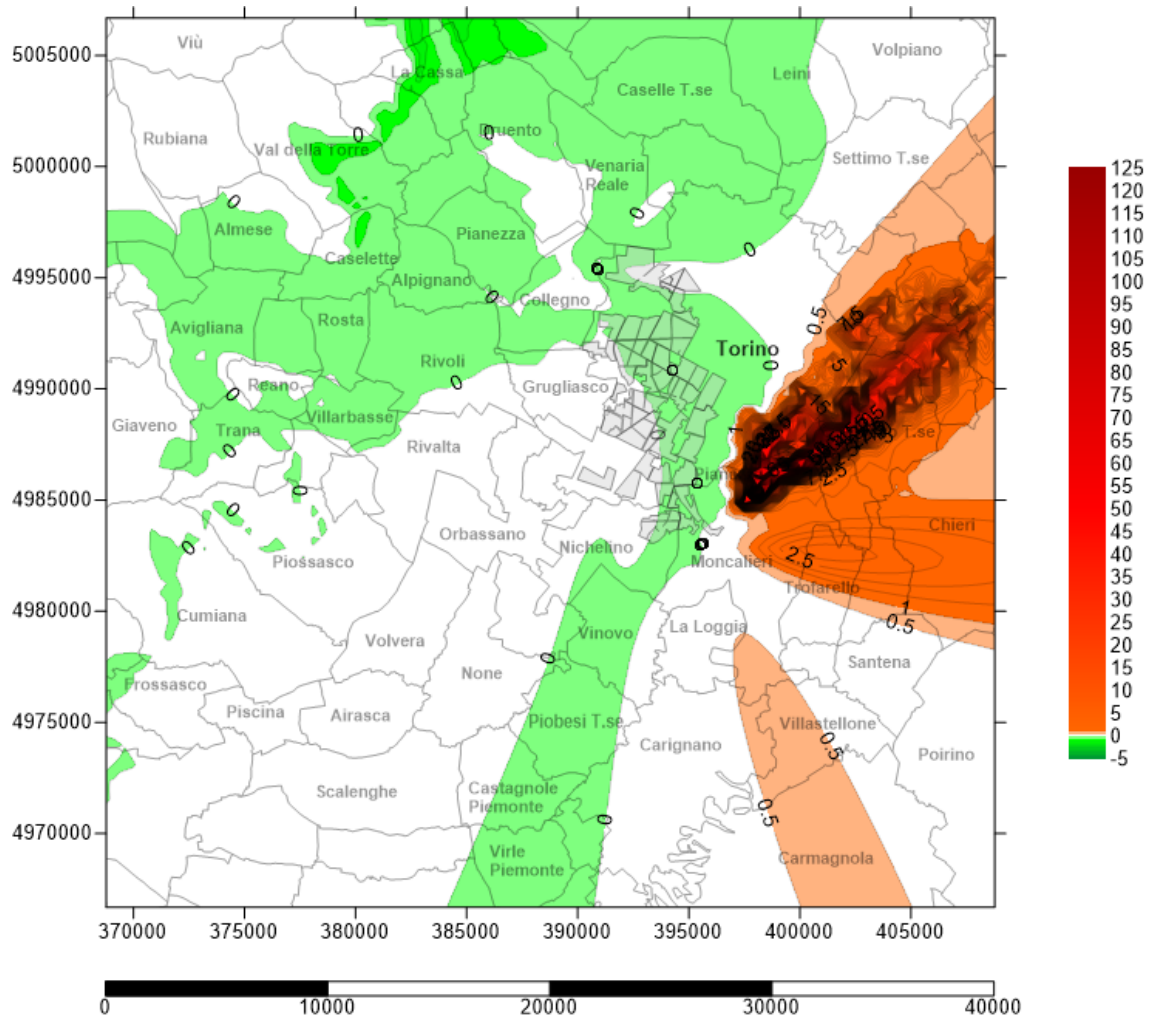


Figura Apx 3. 154 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2016 - III Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone in rosso-arancio implicano un peggioramento della qualità dell'aria al suolo sempre più presente, mentre quelle in bianco una situazione mediamente neutra e in verde le aree con miglioramento locale. Le zone collinari di Torino sono sede di aumento delle concentrazioni fino a un massimo di $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo; una lingua di pianura sempre più ampia presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx

A.3.23.3 Bilancio al suolo di NOx 03 Gennaio 2016 – III Scenario

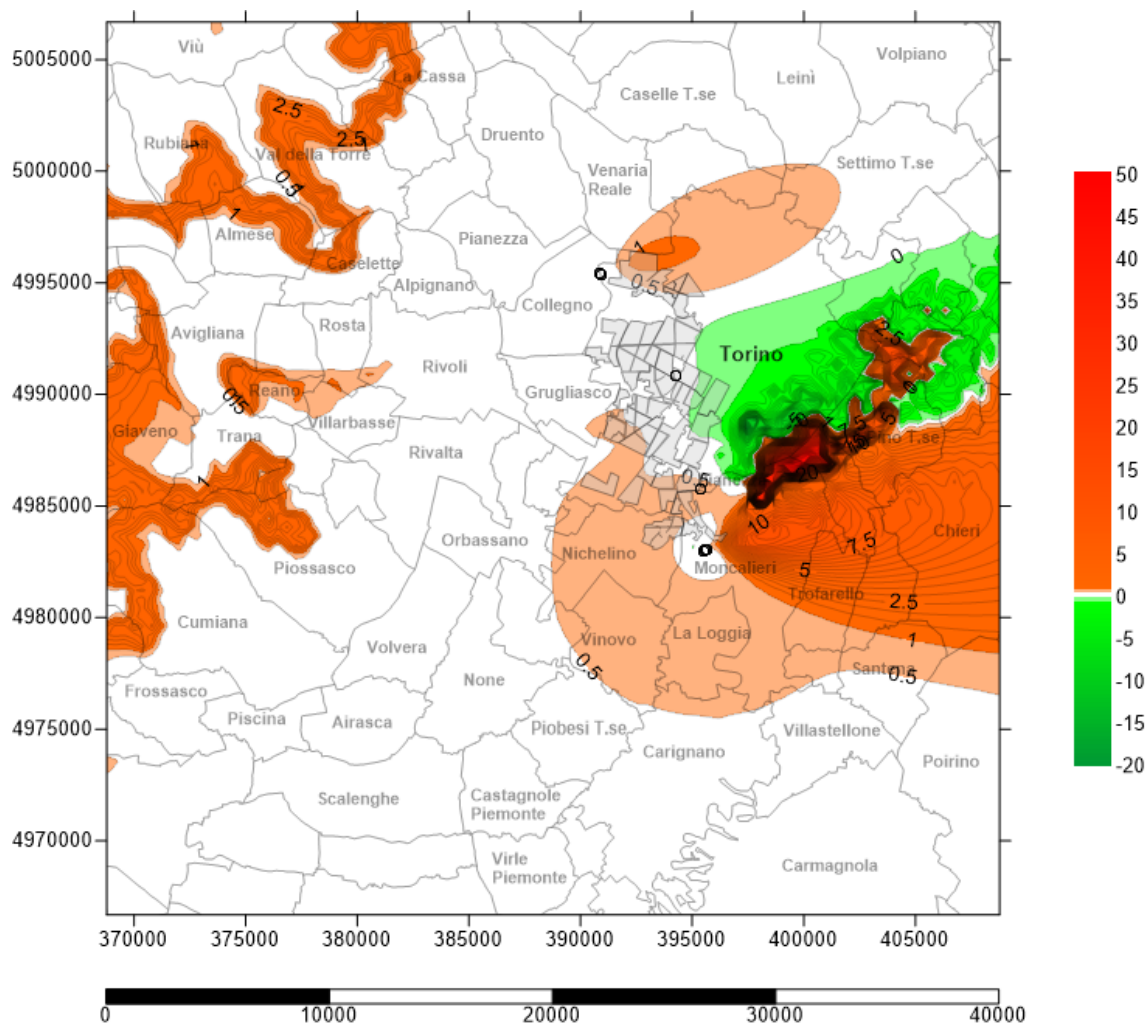


Figura Apx 3. 155 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2016 - III Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Anche nel 2016 è possibile notare, gli stessi andamenti al suolo degli NOx con accenti più pronunciati in termini peggiorativi per le aree limitrofe agli impianti e sulle colline pedemontane a ovest della piana torinese, con valori negativi di impatto con punte di 50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso con punte di 2 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.23.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - III Scenario - 2016

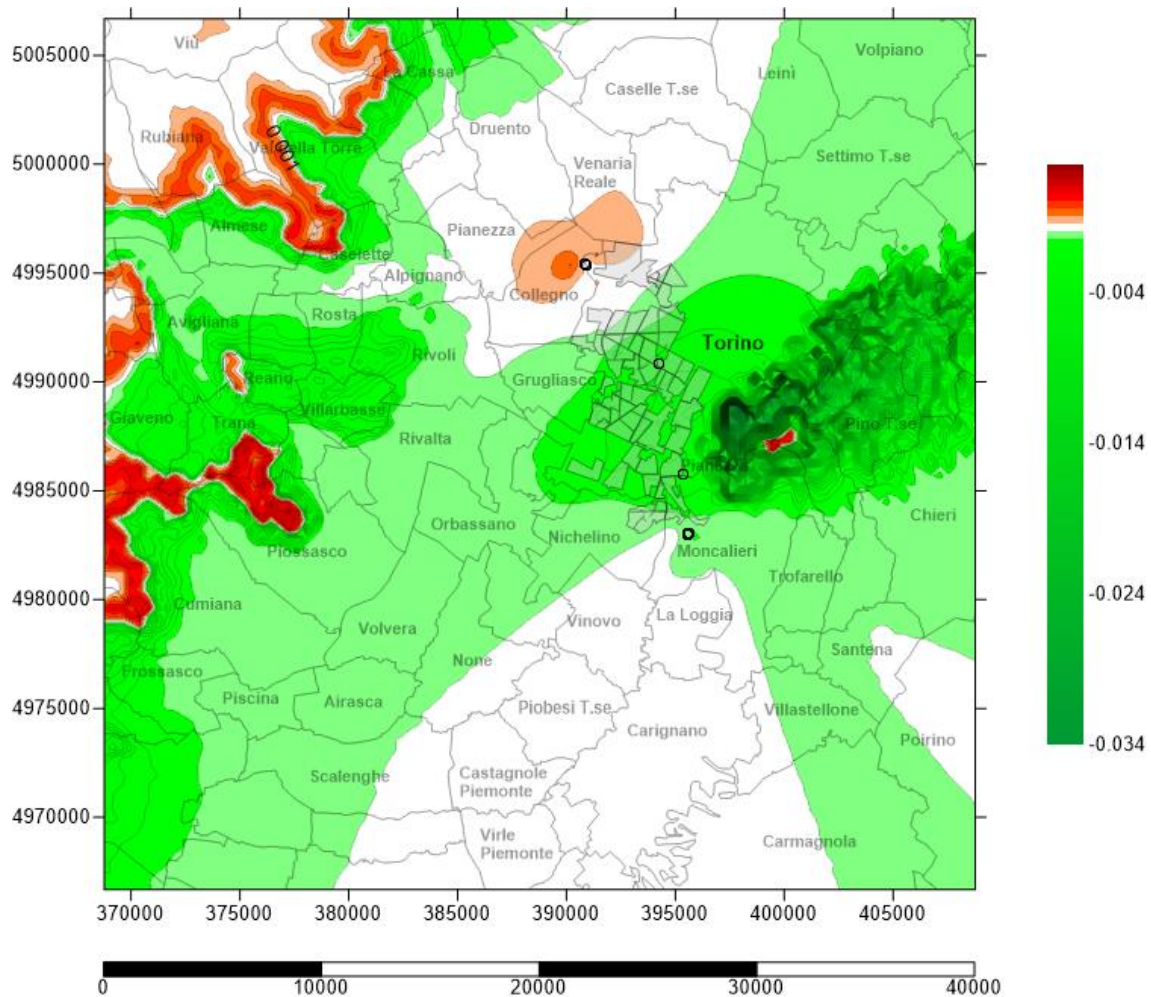


Figura Apx 3. 156 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – III Scenario - 2016 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Sviluppando il Bilancio locale del III scenario cogenerativo su base media annua, si prosegue con zone sempre più ampie di bilancio negativo (recupero di inquinanti al suolo) che da nord a sud abbracciano sempre più aree con punte di $-0,034 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Le uniche lievi modifiche in senso positivo si riscontrano proprio a ridosso della collina torinese, sull'imbocco della Valle di Susa e Lanzo e sul Monte San Giorgio.

A.3.23.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ 26 Dicembre 2016 – III Scenario

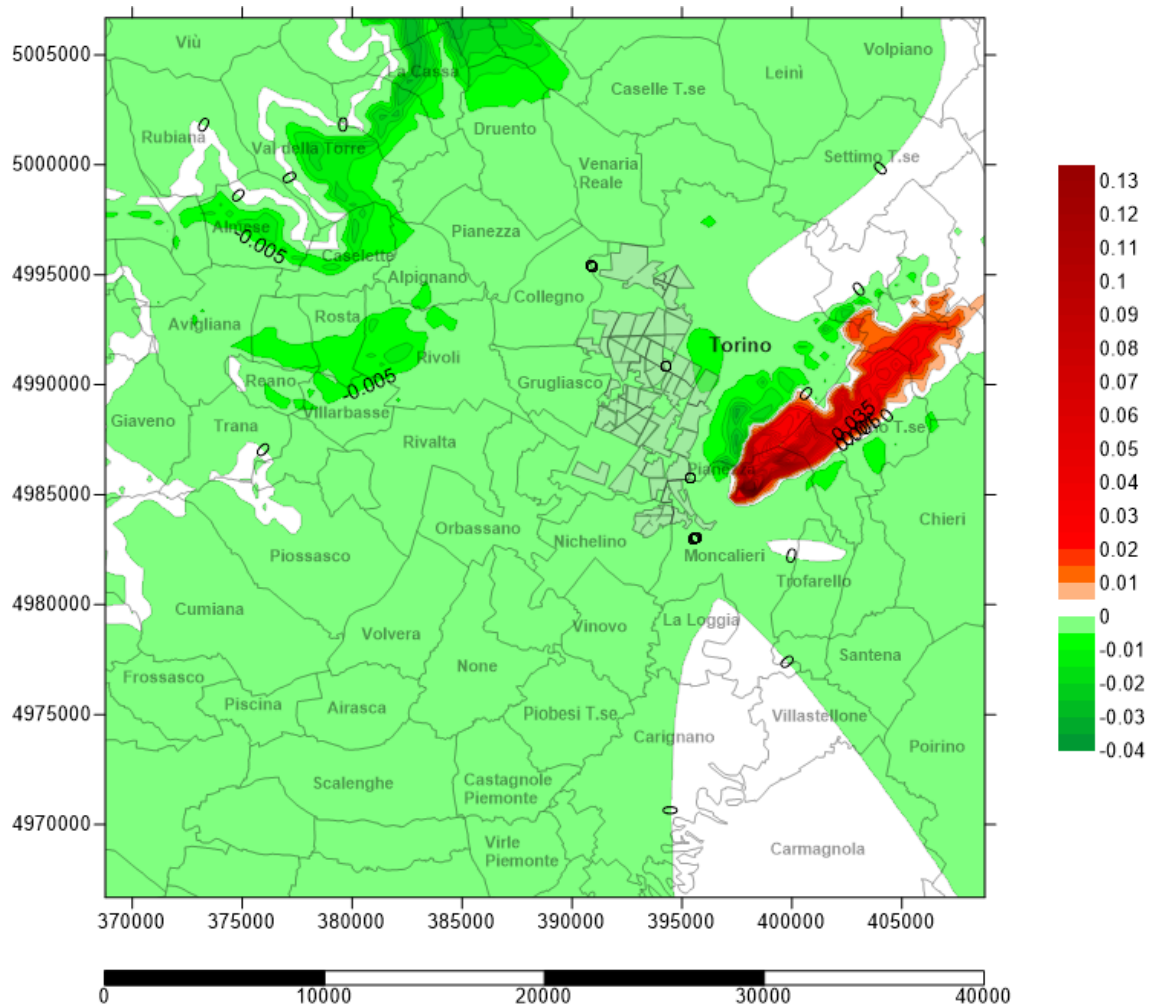


Figura Apx 3. 157 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere dei PM₁₀ – 26 Dicembre 2016 - III Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone in rosso-arancio implicano un peggioramento della qualità dell'aria al suolo, mentre quelle in bianco una situazione mediamente neutra e in verde le aree con miglioramento locale. Rispetto al 2015 i valori di concentrazione di NO_x al suolo denotano un andamento migliorativo per aree sempre più ampie. Il picco massimo ammonta a -0,04 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.23.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ 03 Gennaio 2016 – III Scenario

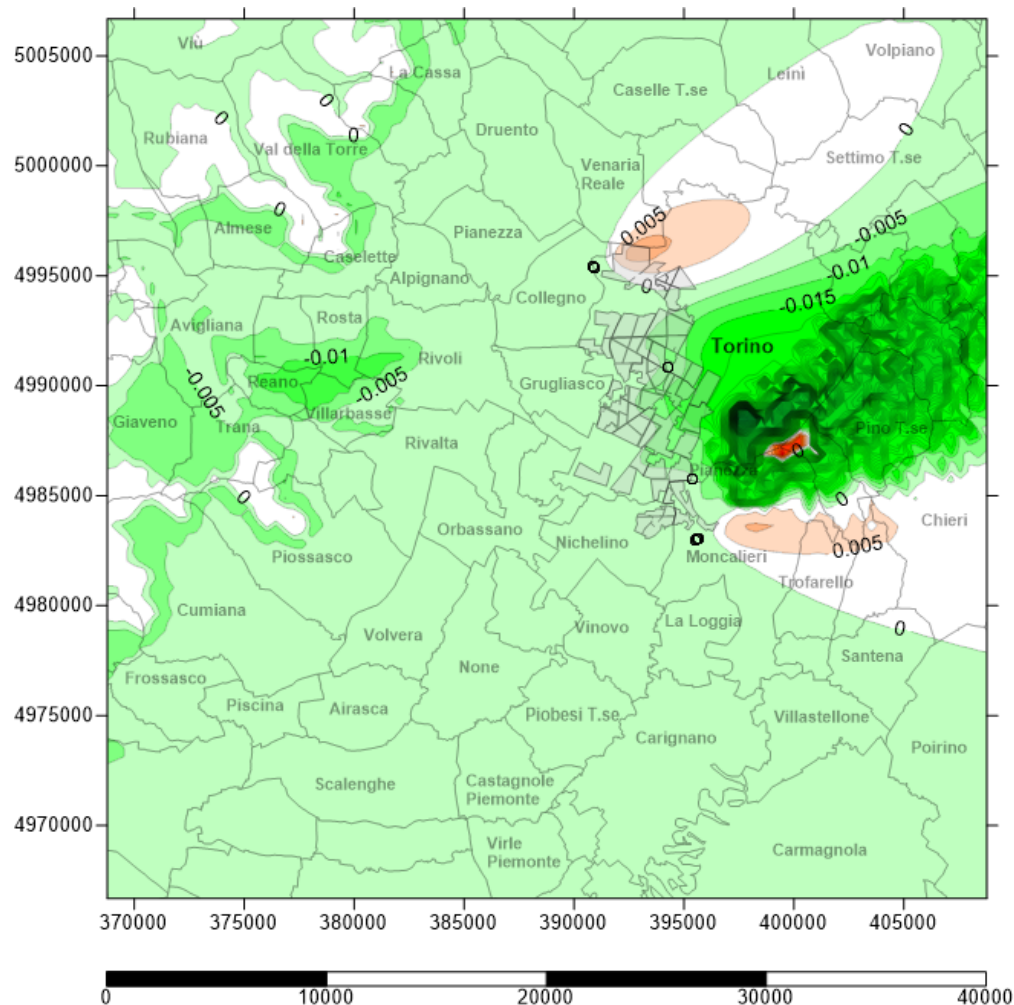


Figura Apx 3. 158 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo dei PM₁₀ - 03 Gennaio 2016 - III Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

A conferma di quanto già riscontrato nello scenario precedente, quasi tutta l'area presenta un bilancio negativo (recupero di inquinanti al suolo) accentuato nella bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio e collina torinese, ove si può notare un risparmio al suolo di particolato con punte di $-0,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$; al contrario, come già evidenziato nel II scenario, continua a peggiorare il bilancio di particolato soprattutto nelle aree a est degli impianti di Moncalieri e di Torino nord, con picchi di $+0,06 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A3.24 Bilancio al suolo per il IV° scenario di TLR - 2017

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il IV° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.24.1 Bilancio al suolo di NO_x - IV Scenario - 2017

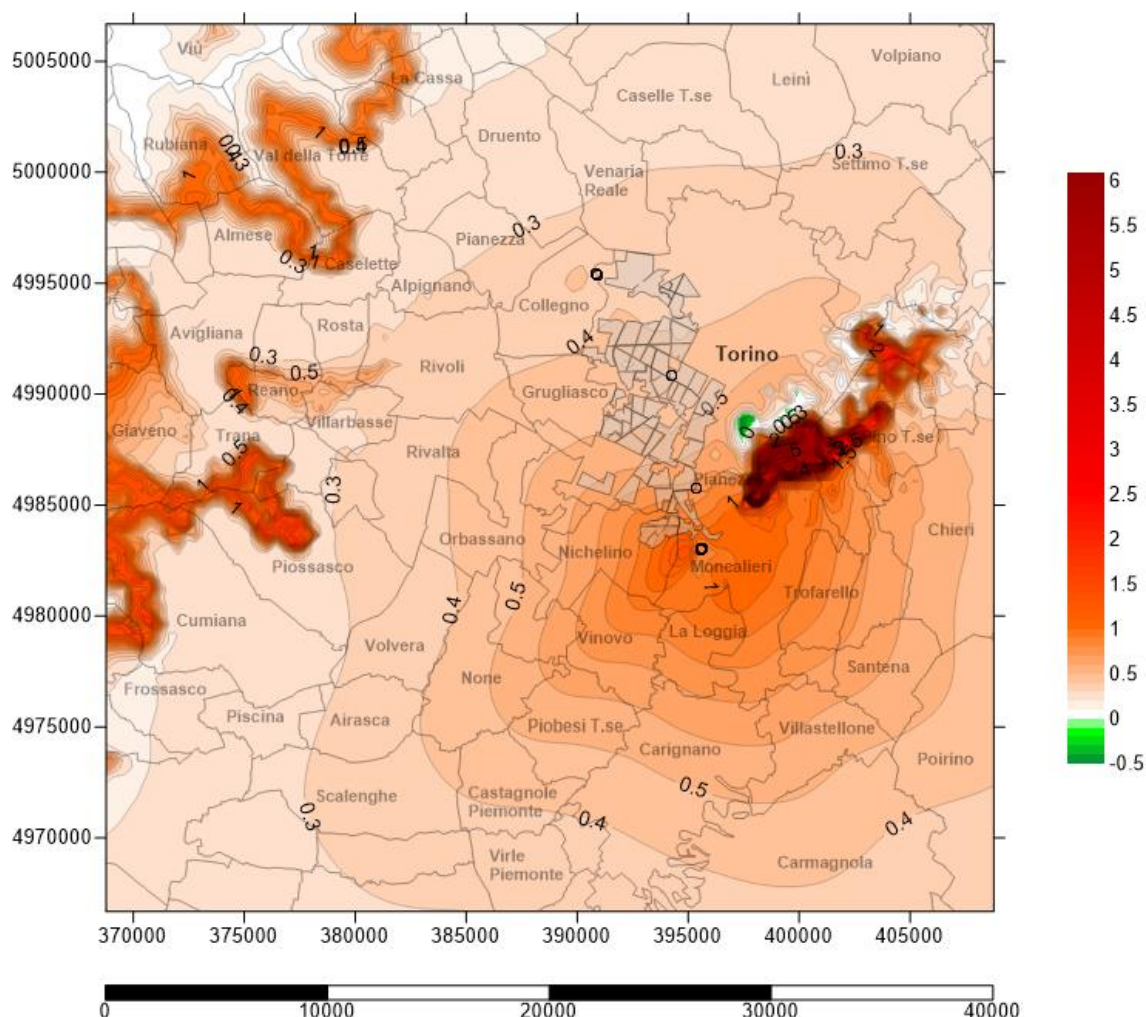


Figura Apx 3. 159 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x – IV Scenario - 2017 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

A.3.24.2 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2017 – IV Scenario

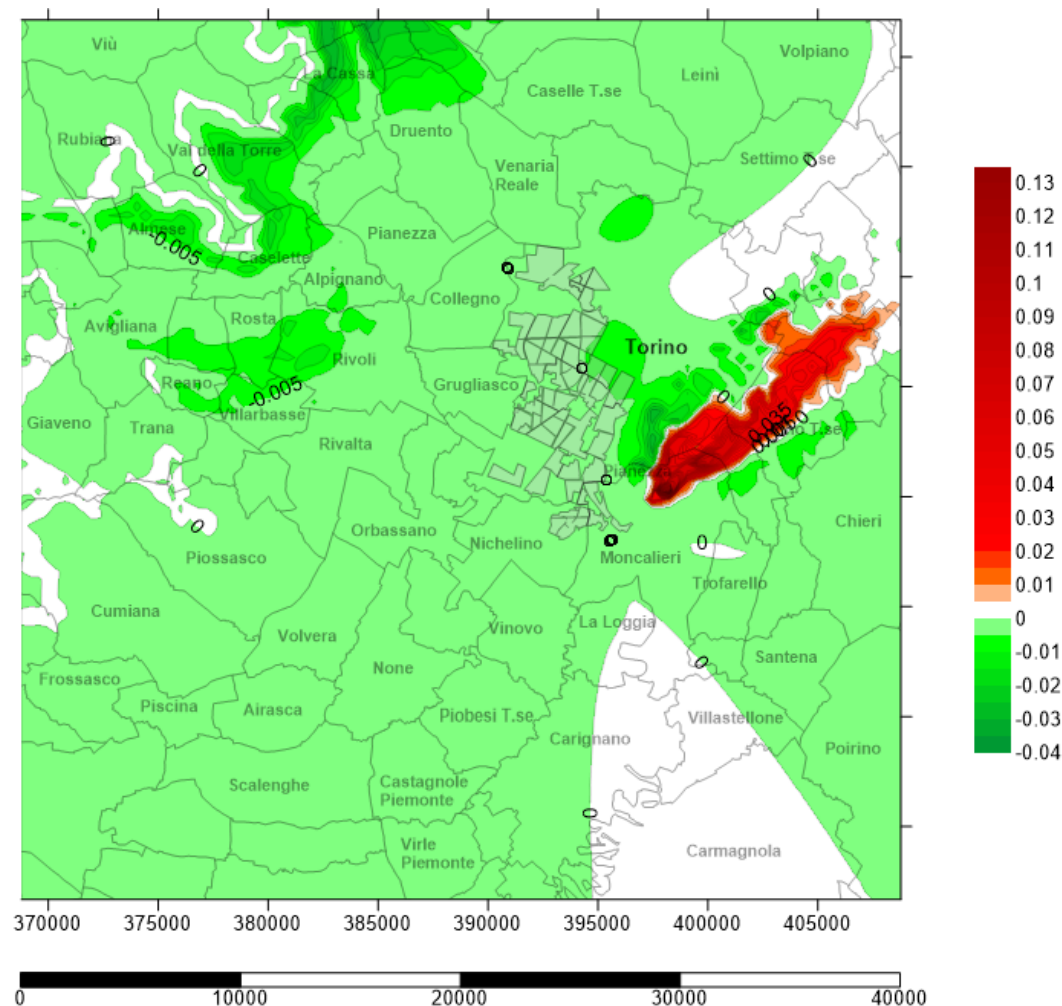


Figura Apx 3. 160 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2017 - IV Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone collinari di Torino continuano ad essere sede di aumento delle concentrazioni di NOx fino un massimo di $0,13 \mu\text{g}/\text{m}^3$ alle concentrazioni di fondo; ampie aree presentano un lieve miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $-0,04 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di particolato.

A.3.24.3 Bilancio al suolo di NOx 03 Gennaio 2017 – IV Scenario

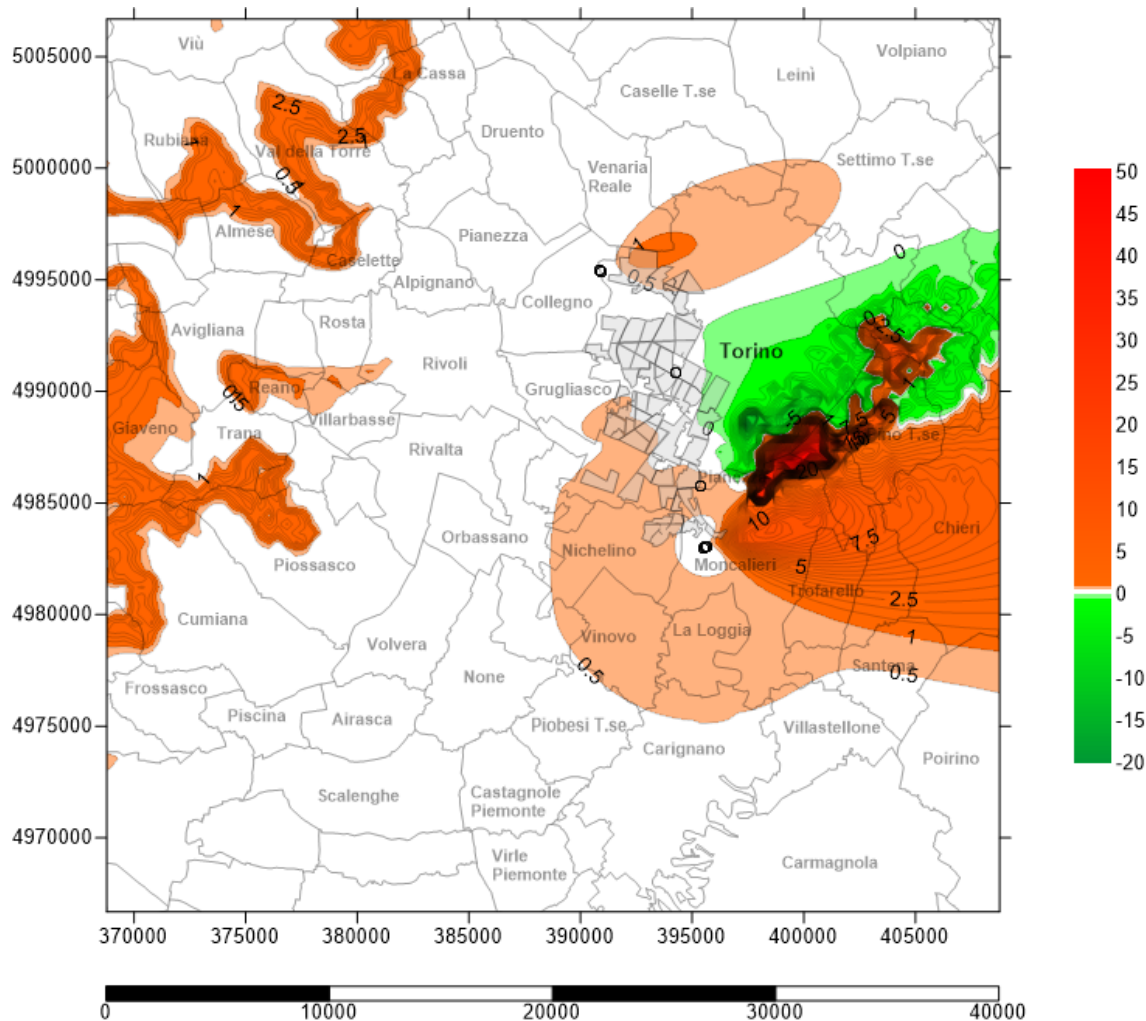


Figura Apx 3. 161 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2017 - IV Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-20 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A.3.24.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - IV Scenario - 2017

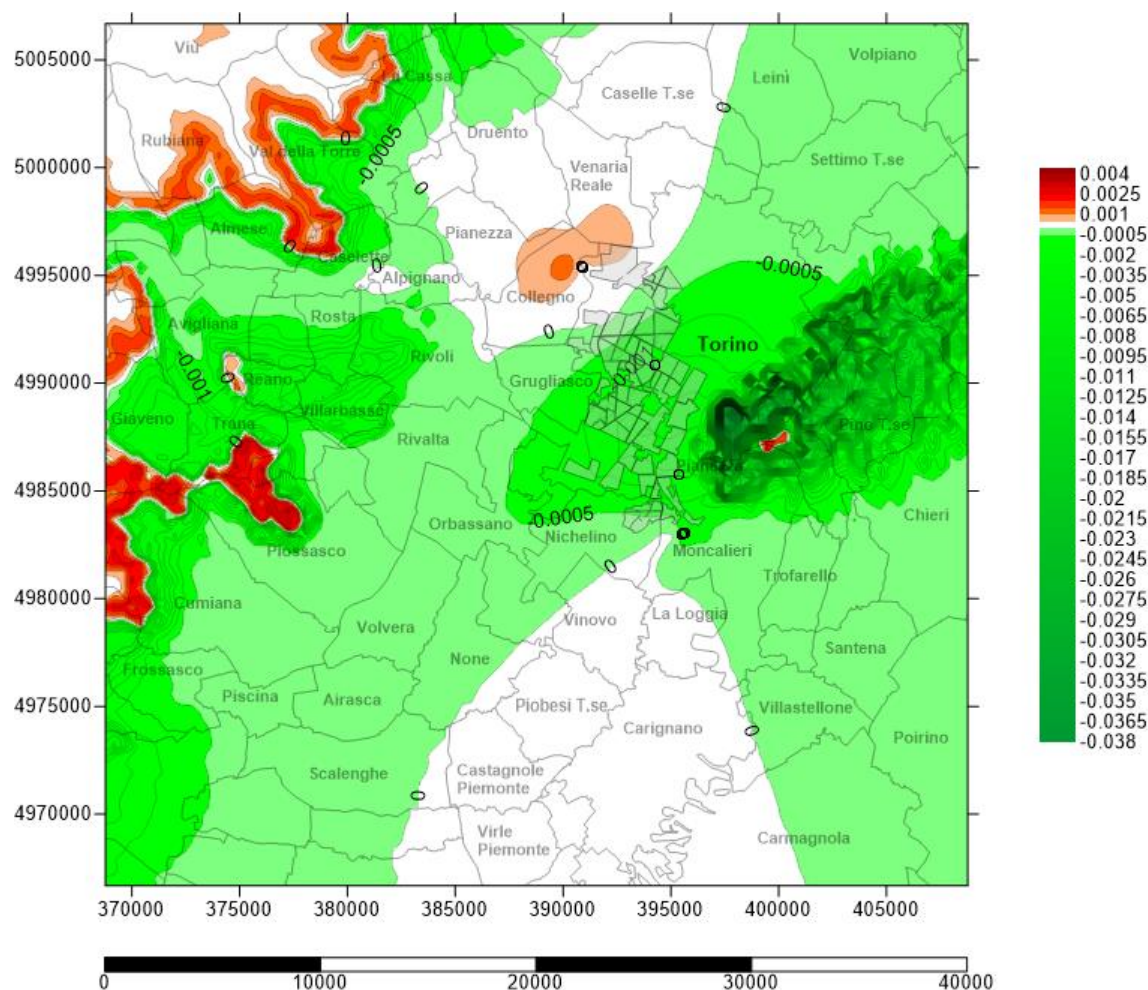


Figura Apx 3. 162 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ - IV Scenario - 2017 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Come già evidenziato nello scenario del 2016, l'andamento evolutivo di particolato al suolo assume valori per lo più negativi (recupero inquinante al suolo) in quasi tutta l'area di studio, aumentando ulteriormente il campo di azione. I valori peggiori in inquinamento aggiunto si evidenziano sempre nelle zone pedemontane a ovest della piana torinese.

A.3.24.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ 26 Dicembre 2017 – IV Scenario

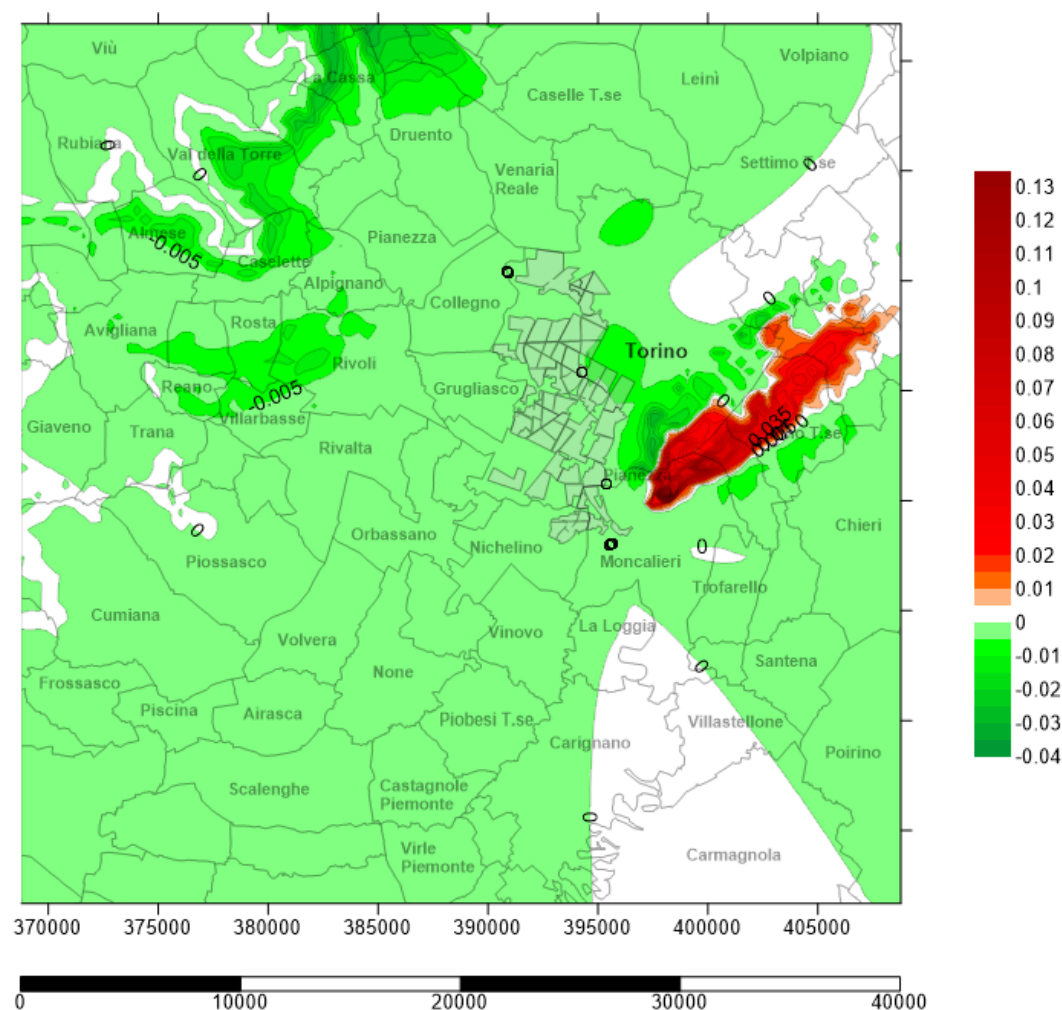


Figura Apx 3. 163 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere dei PM₁₀ – 26 Dicembre 2017 - IV Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Rispetto al 2016 i valori di concentrazione di PM₁₀ al suolo denotano un andamento migliorativo per aree sempre più ampie.
Il picco massimo ammonta sempre a -0,04 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.24.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ 03 Gennaio 2017 – IV Scenario

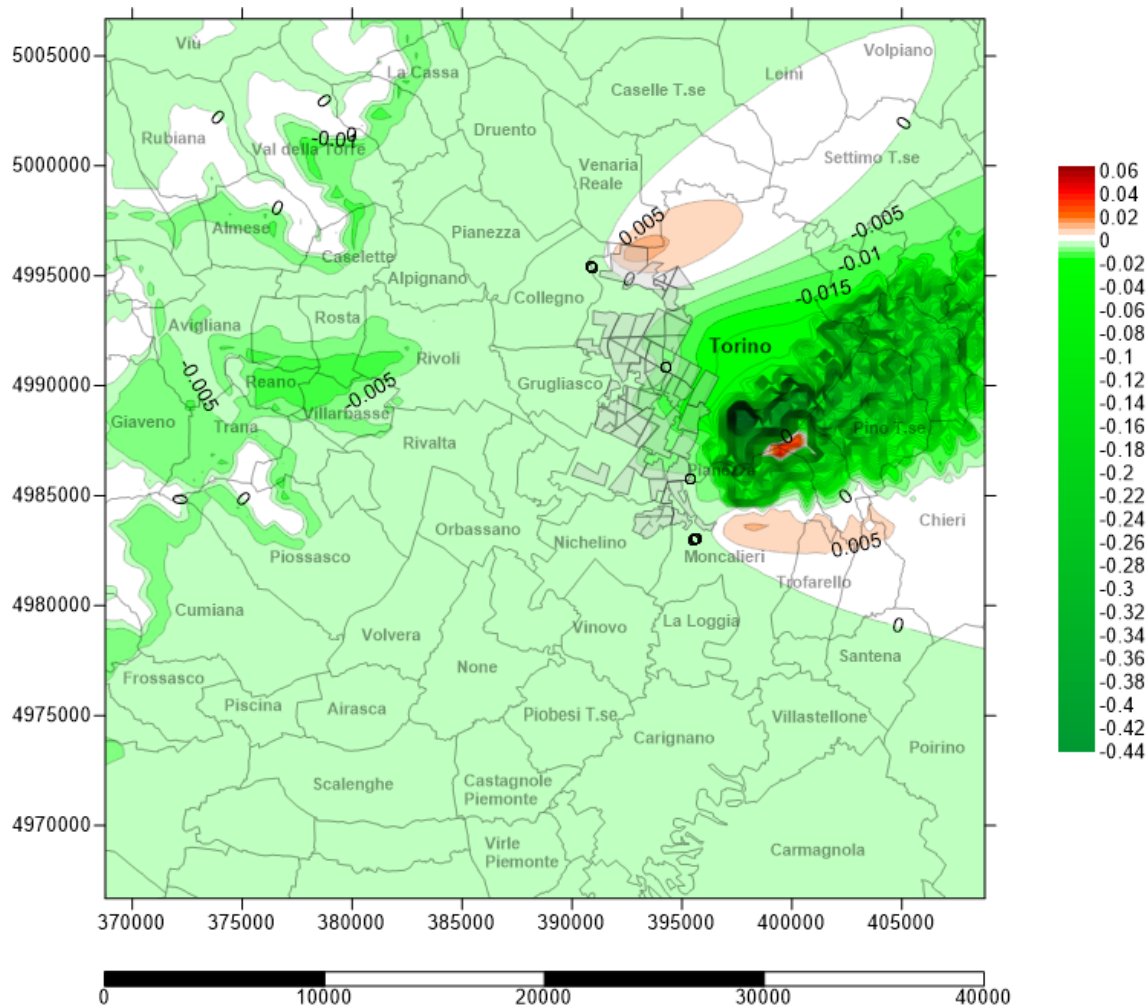


Figura Apx 3. 164 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2017 - IV Scenario cogenerativo [μg/m³]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di -0,44 μg/m³. Quasi tutta l'area presenta un bilancio negativo (minori emissioni al suolo); si può notare un aumento al suolo di particolato in prossimità delle sorgenti emissive delle centrali CHP di Moncalieri e Torino nord.

A3.25 Bilancio al suolo per il V° scenario di TLR - 2018

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il V° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.25.1 Bilancio al suolo di NO_x - V Scenario - 2018

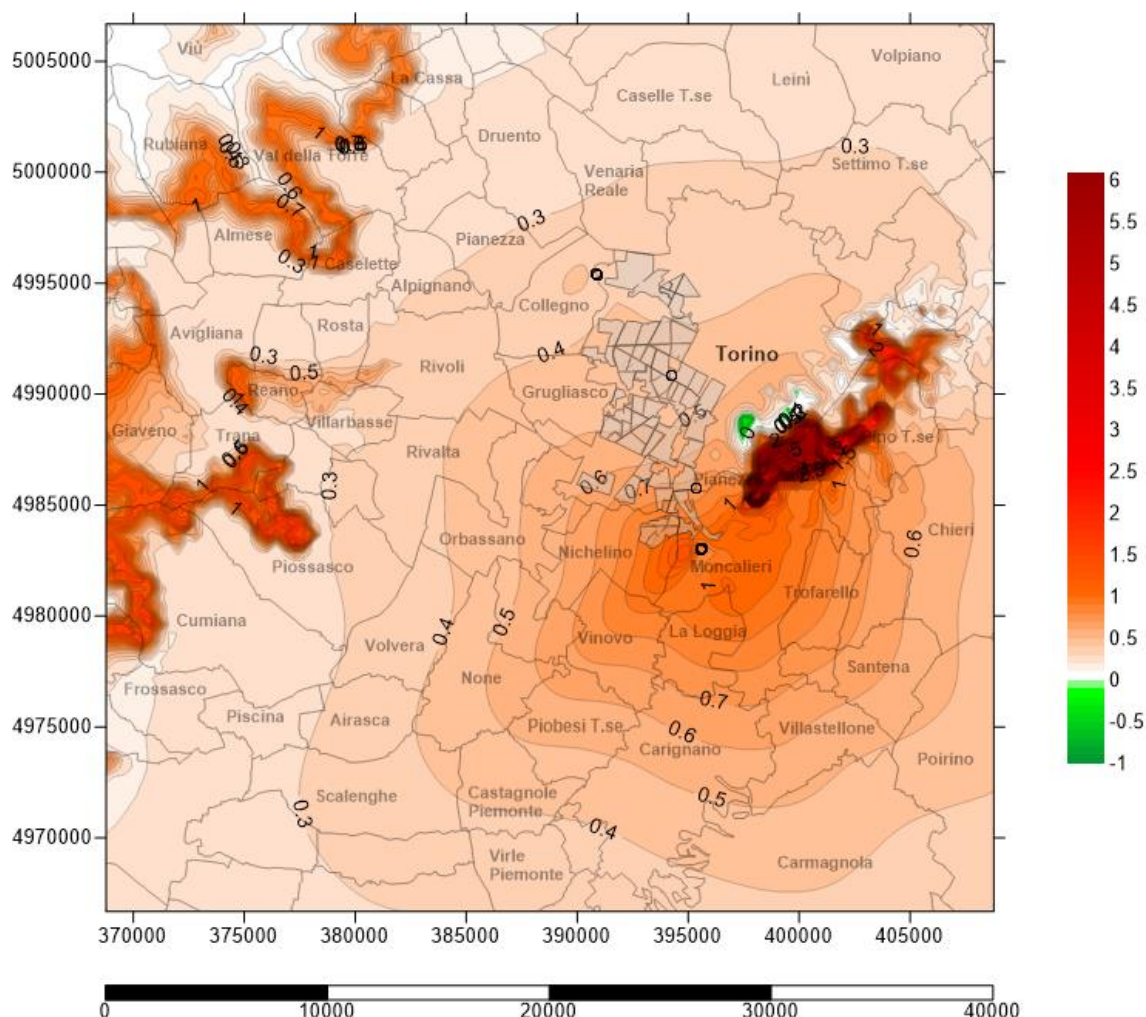


Figura Apx 3. 165 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x - V Scenario - 2018 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

A.3.25.2 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2018 – V Scenario

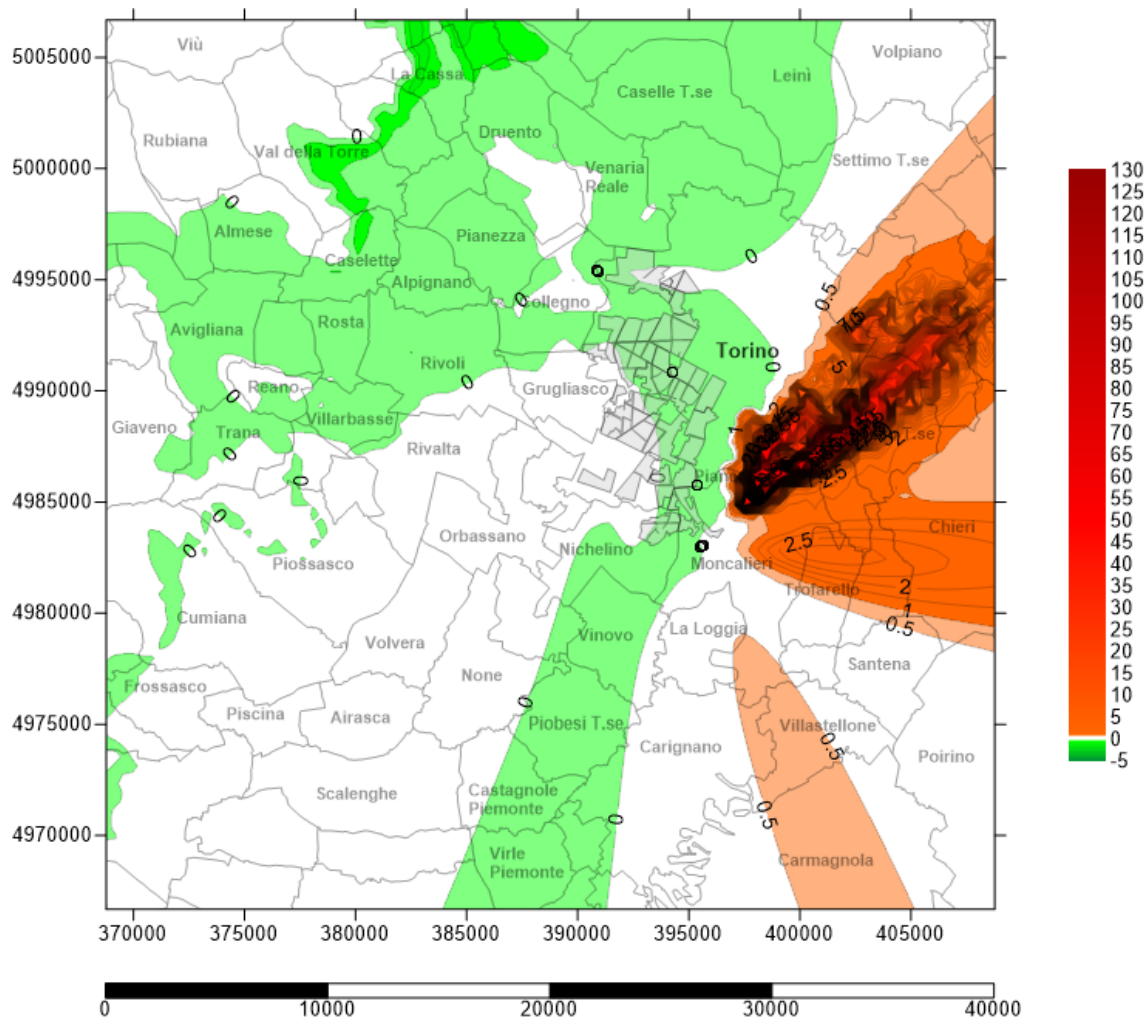


Figura Apx 3. 166 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2018 - V Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone collinari continuano ad essere sede di aumento delle concentrazioni fino a un massimo di $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo, ben 10 in più dello scenario precedente; ampie aree non sono interessate dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura che, da Virle-Piemonte, si protrae fino a Caselle Torinese e Leini, e tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx.

Il picco massimo si ritrova a livello di La Cassa e ammonta a $-5 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.25.3 Bilancio al suolo di NOx 03 Gennaio 2018 – V Scenario

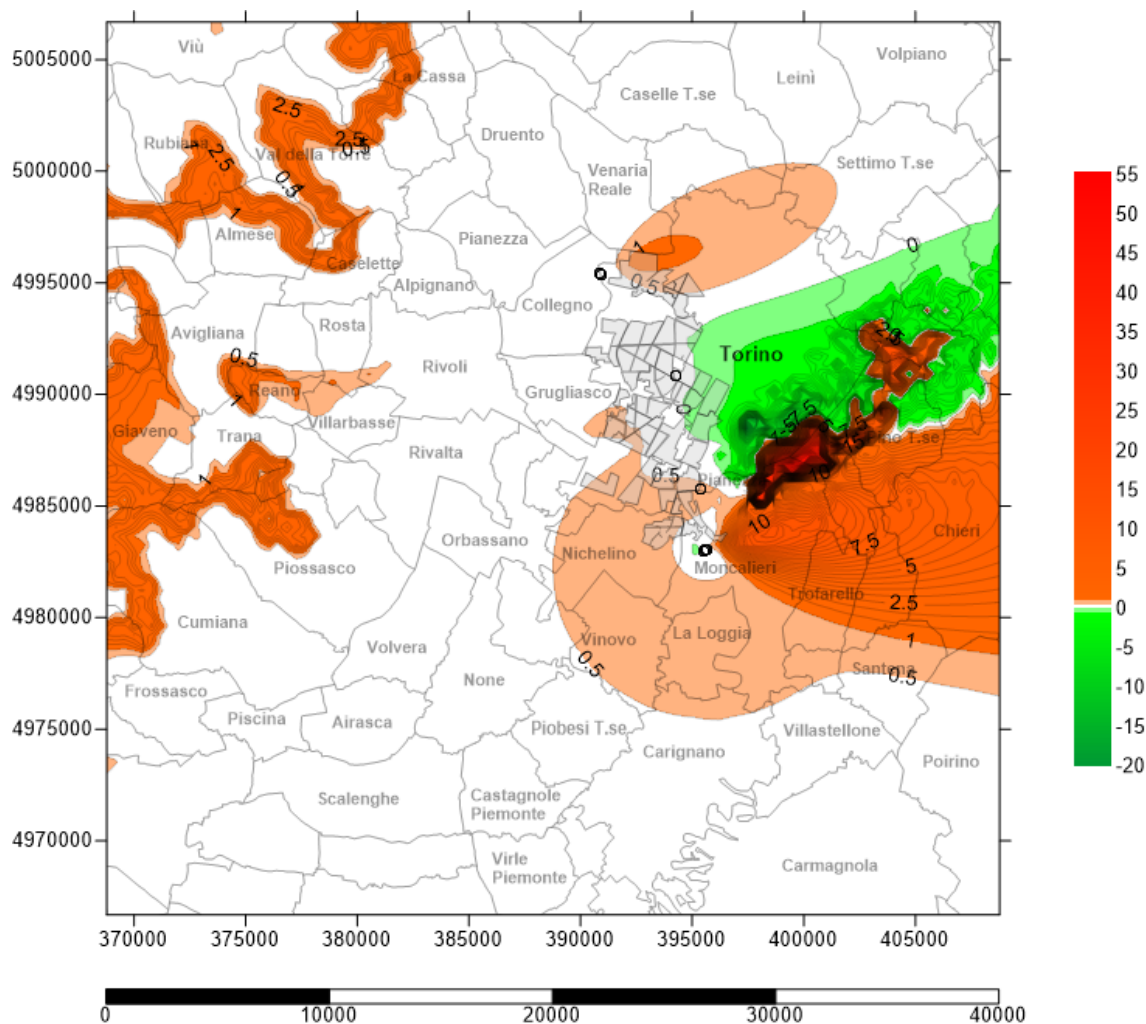


Figura Apx 3. 167 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2018 - V Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, come conseguenza ulteriore del TLR, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte che si ampliano a $-20 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $55 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $12 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A.3.25.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - V Scenario - 2018

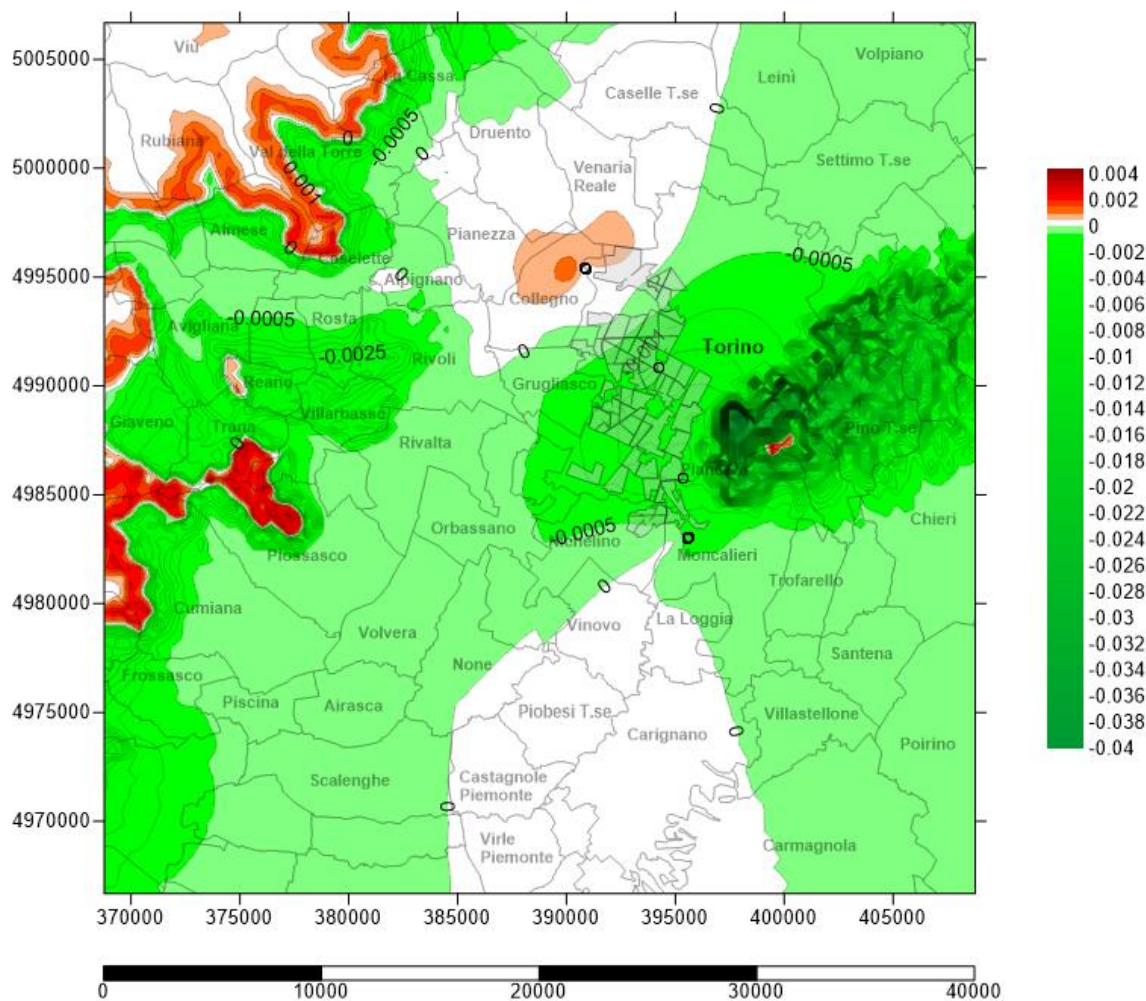


Figura Apx 3. 168 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli PM₁₀ – V Scenario - 2018 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Come già evidenziato negli scenari precedenti, l'andamento evolutivo di particolato al suolo assume valori per lo più negativi (recupero inquinante al suolo) in quasi tutta l'area di studio, aumentando ulteriormente il campo di azione. I valori peggiori in inquinamento aggiunto si evidenziano sempre nelle zone pedemontane a ovest della piana torinese e in prossimità della centrale di Torino Nord.

A.3.25.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ 26 Dicembre 2018 – V Scenario

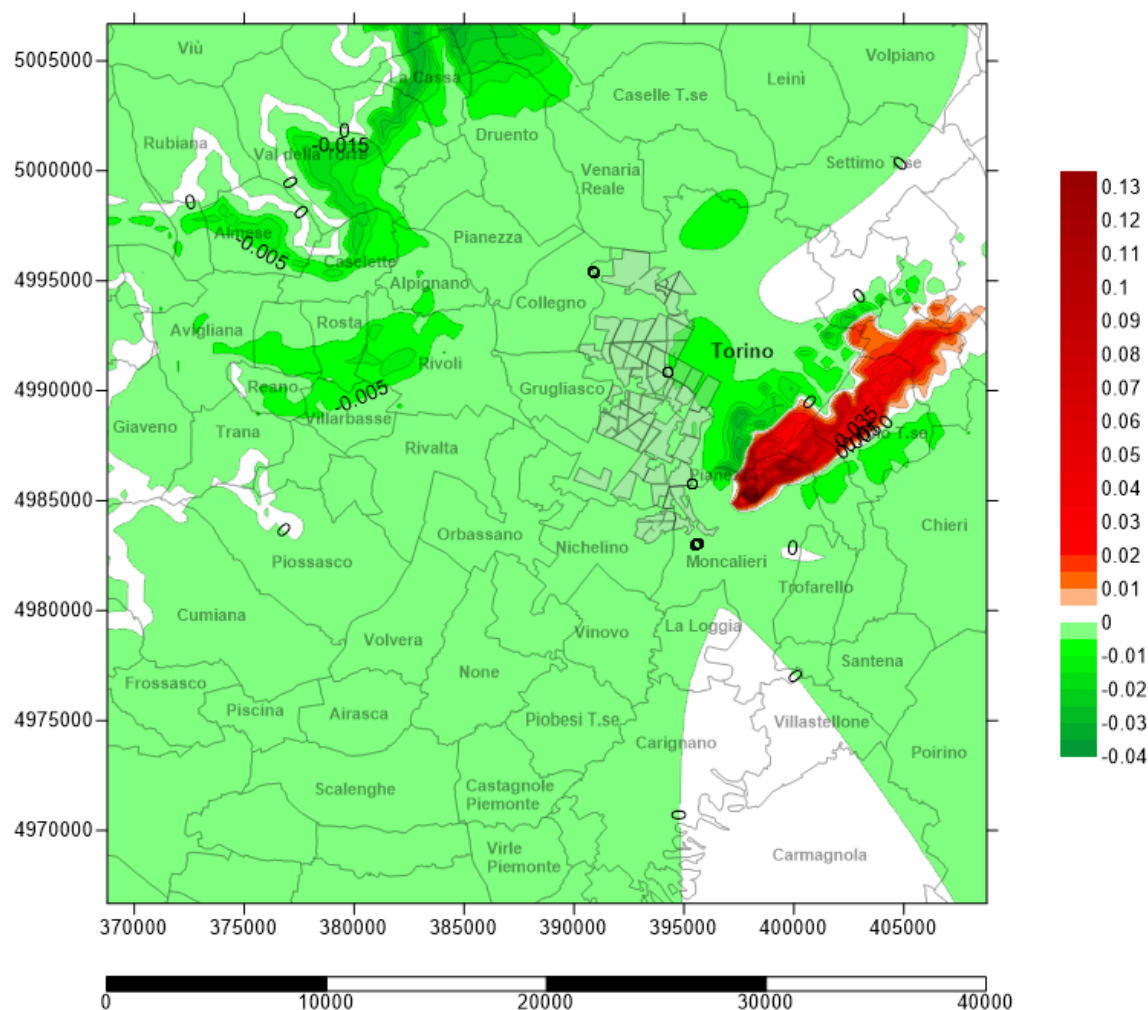


Figura Apx 3. 169 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere dei PM₁₀ – 26 Dicembre 2018 - V Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Rispetto al 2017 i valori di concentrazione di PM₁₀ al suolo per il giorno 26 dicembre denotano un andamento migliorativo per aree sempre più ampie.
Il picco massimo ammonta sempre a -0,04 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.25.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ 03 Gennaio 2018 – V Scenario

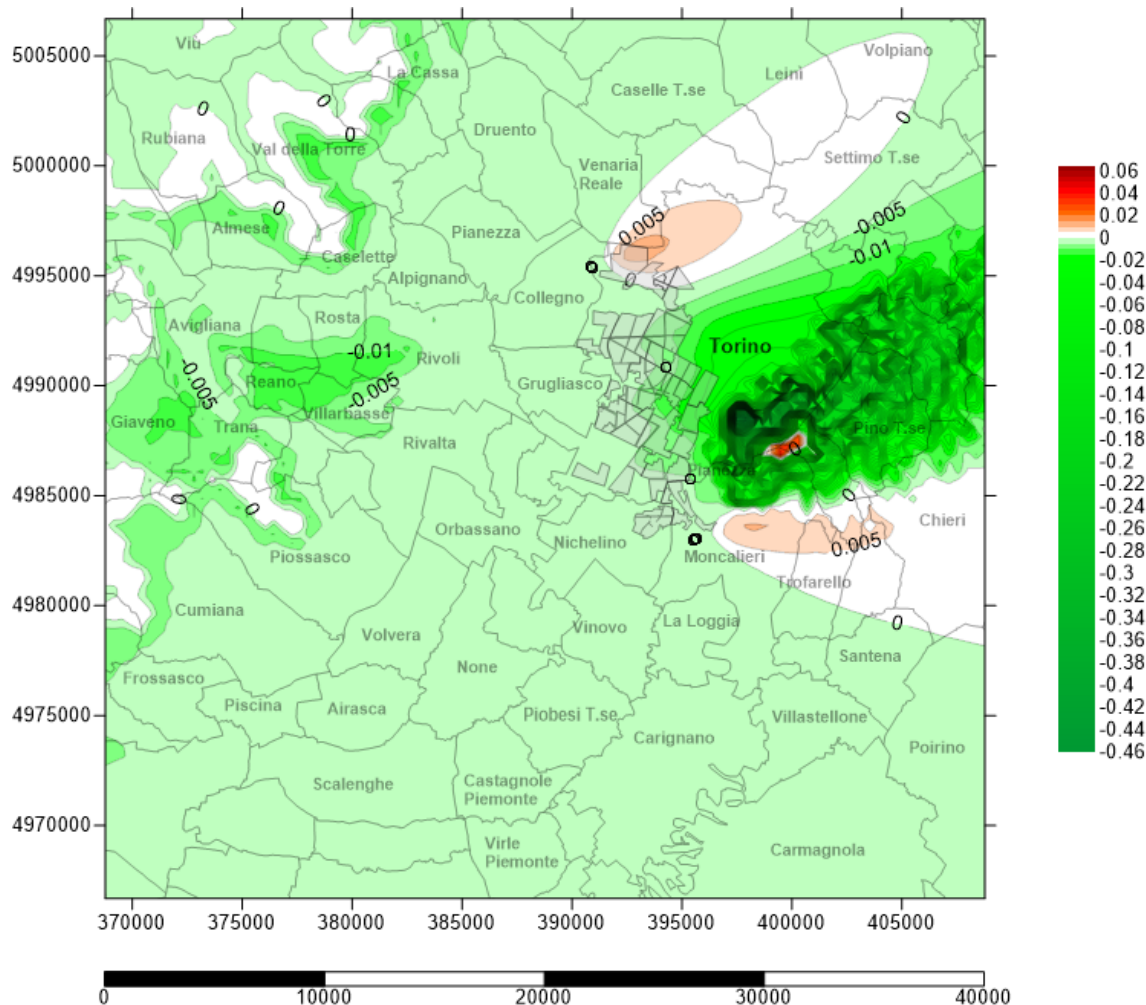


Figura Apx 3. 170 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2018 - V Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-0,46 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio negativo (minori emissioni al suolo); si può notare un aumento al suolo di particolato in prossimità delle sorgenti emissive delle centrali CHP di Moncalieri e Torino nord.

A3.26 Bilancio al suolo per il VI° scenario di TLR - 2019

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il VI° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.26.1 Bilancio al suolo di NO_x - VI Scenario - 2019

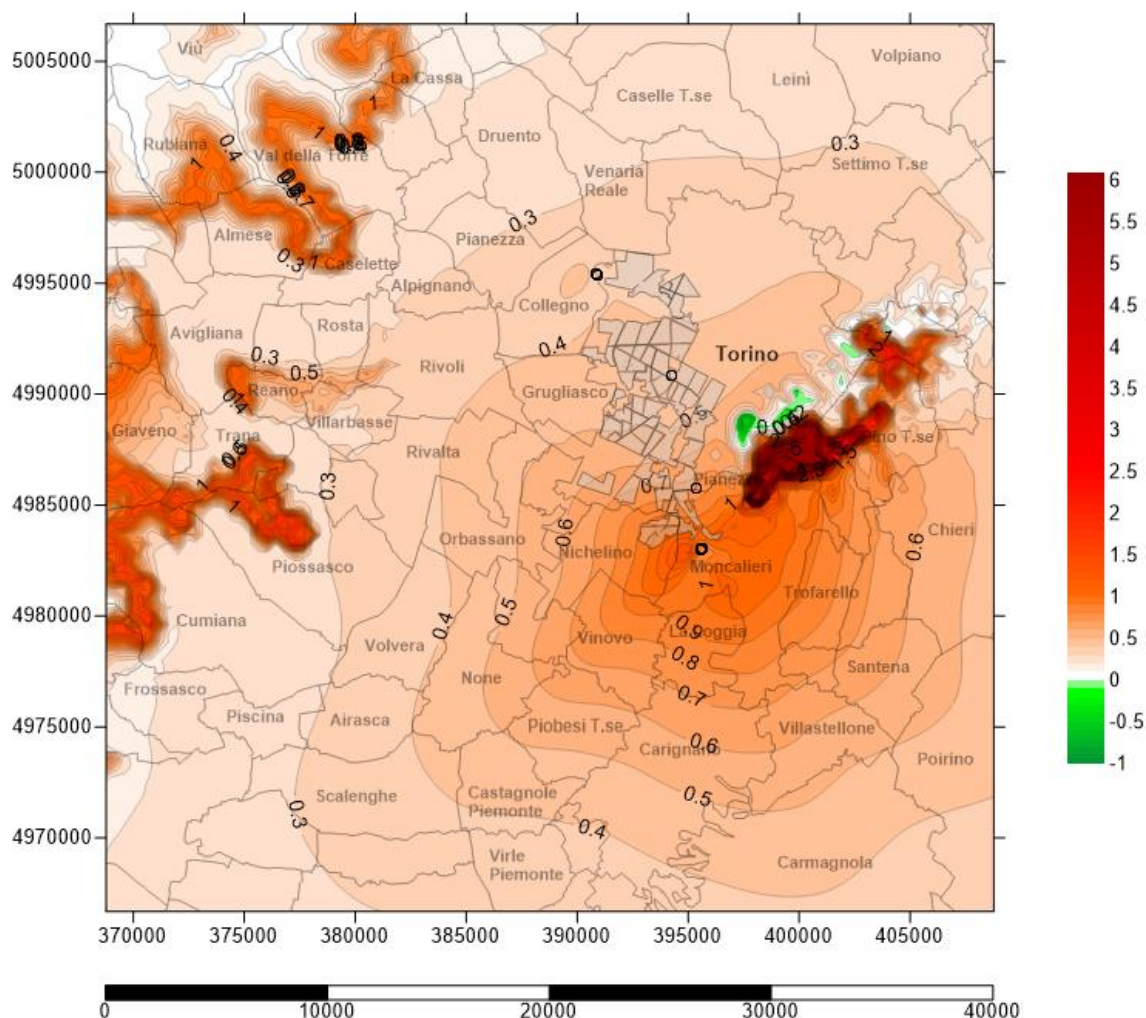


Figura Apx 3. 171 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x - VI Scenario - 2019 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

A.3.26.2 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2019 – VI Scenario

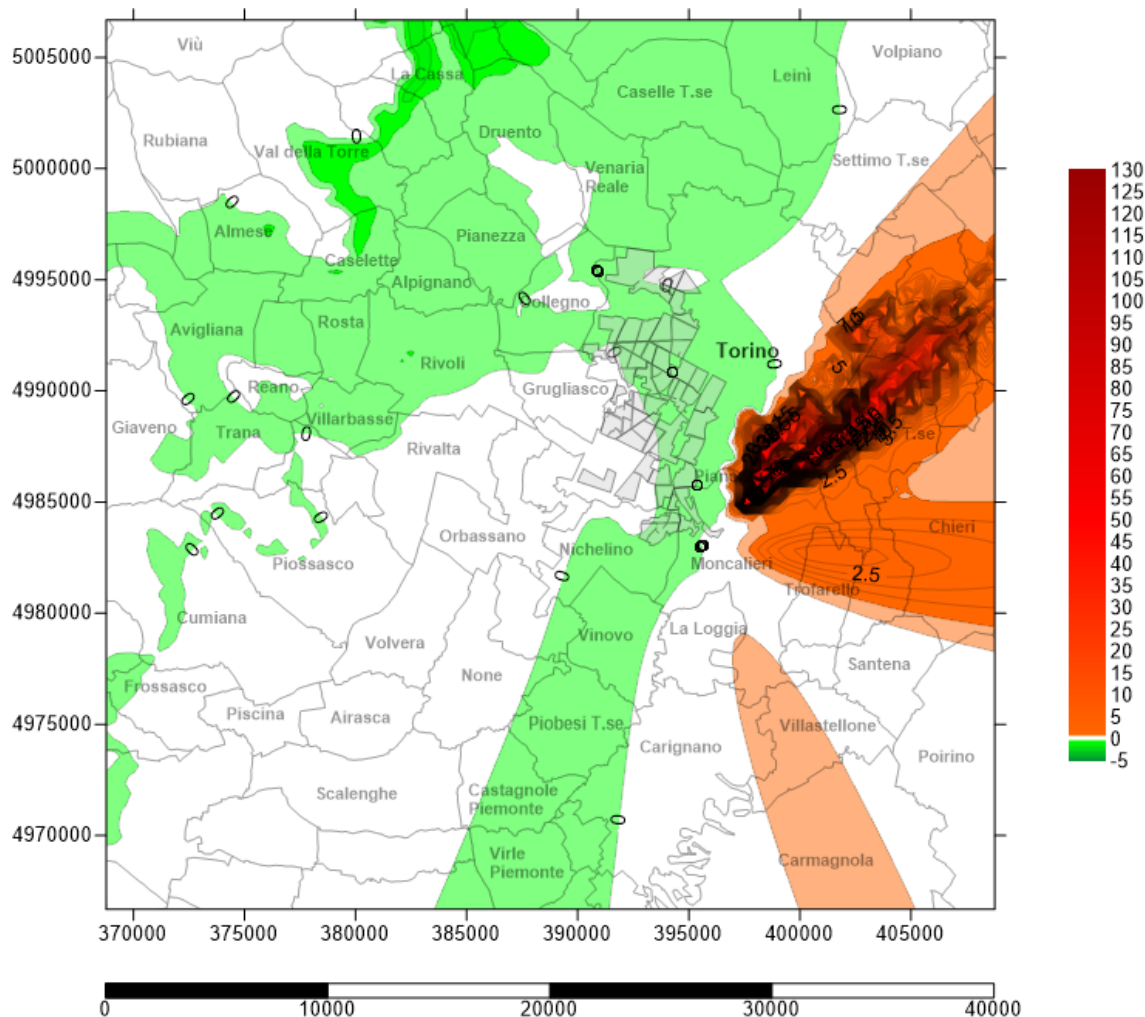


Figura Apx 3. 172 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2019 - VI Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone collinari e pedemontane continuano anche per il sesto scenario ad essere sede di aumento delle concentrazioni fino un massimo di $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo; ampie aree non sono interessate dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura che, da Virle-Piemonte, si protrae fino a Caselle Torinese e Leini, e tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $-5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx.

A.3.26.3 Bilancio al suolo di NOx 03 Gennaio 2019 – VI Scenario

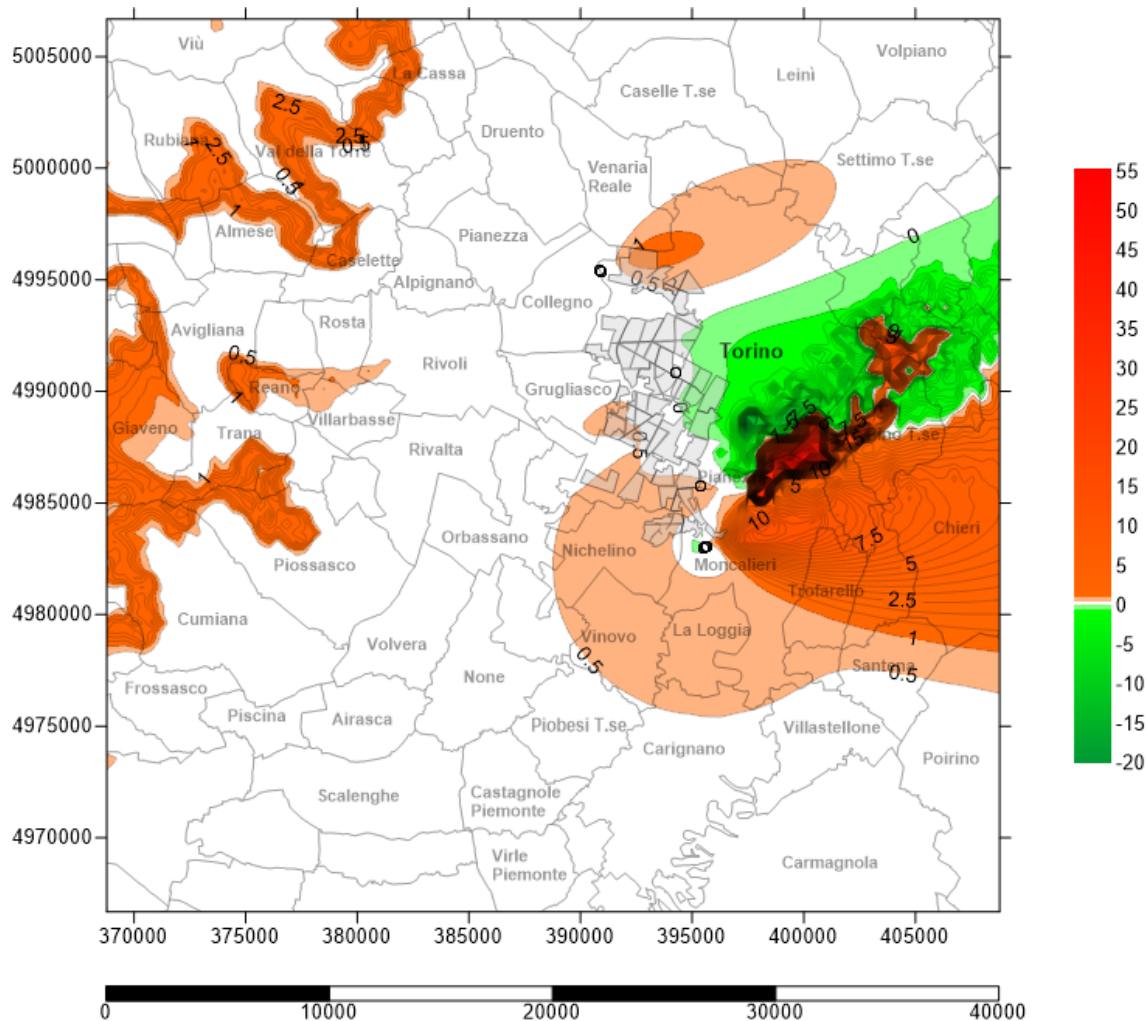


Figura Apx 3. 173 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2019 -VII Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-20 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $55 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A.3.26.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ - VI Scenario - 2019

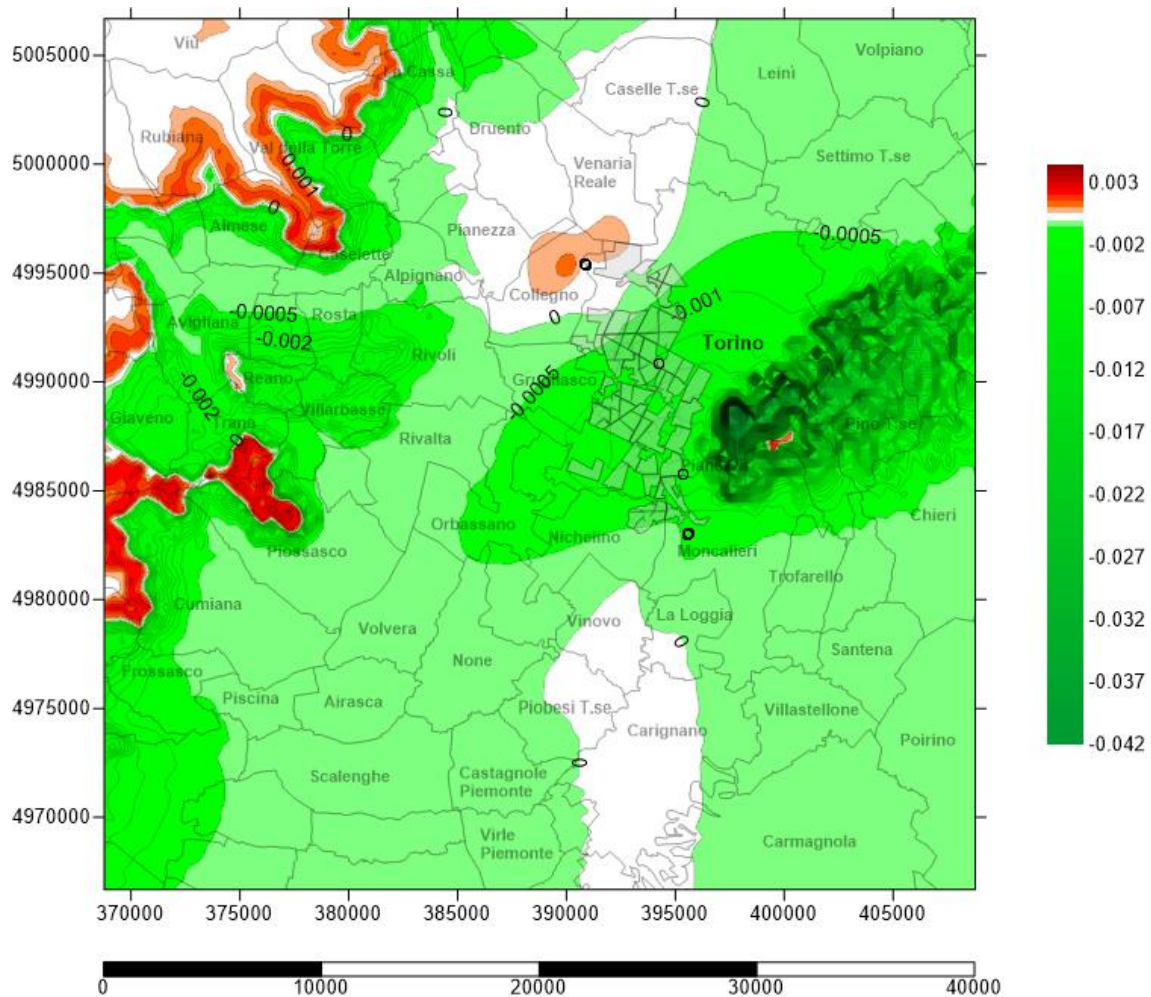


Figura Apx 3. 174 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo dei PM₁₀ – VI Scenario - 2014 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Sviluppando il Bilancio locale del VI scenario cogenerativo su base media annua, notando una forte differenza dell'ordine di grandezza delle concentrazioni al suolo per le centrali cogenerative e le utenze sostituite con TLR si arriva a una mappa di NO_x al suolo dalla quale emerge una forte influenza delle centrali cogenerative.

Le uniche lievi modifiche in senso positivo si riscontrano proprio a ridosso della collina torinese, vicino ai quartieri sorgente sostitutivi alle caldaie locali.

A.3.26.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 26 Dicembre 2019 – VI Scenario

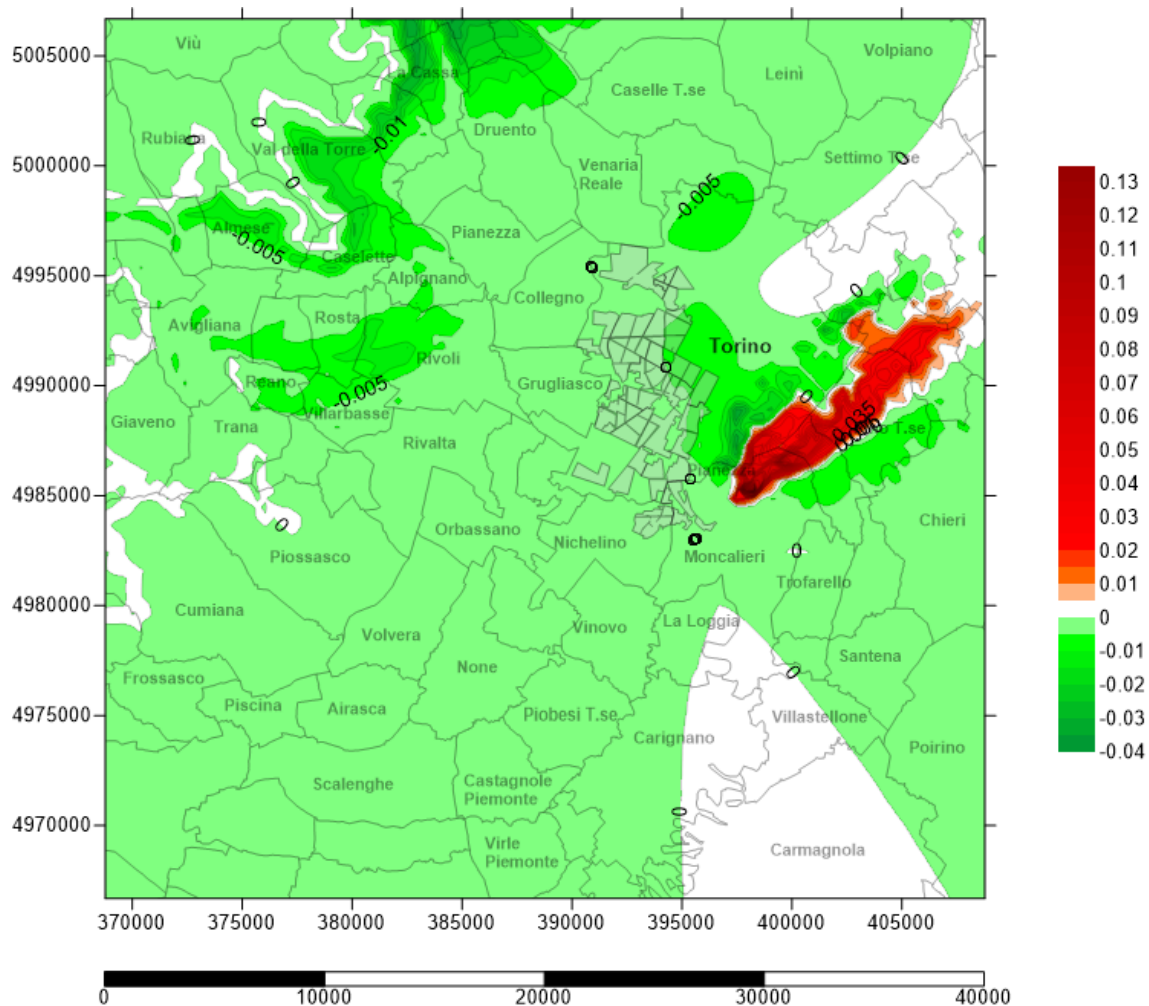


Figura Apx 3. 175 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere dei PM₁₀ – 26 Dicembre 2019 - VI Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Situazione invariata per il 2019 con “guadagno” di particolato al suolo che interessa zone sempre più estese.

Il picco massimo si ritrova a livello dell’imbocco delle Valli di Lanzo e ammonta a $-0,04 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.26.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ 03 Gennaio 2019 – VI Scenario

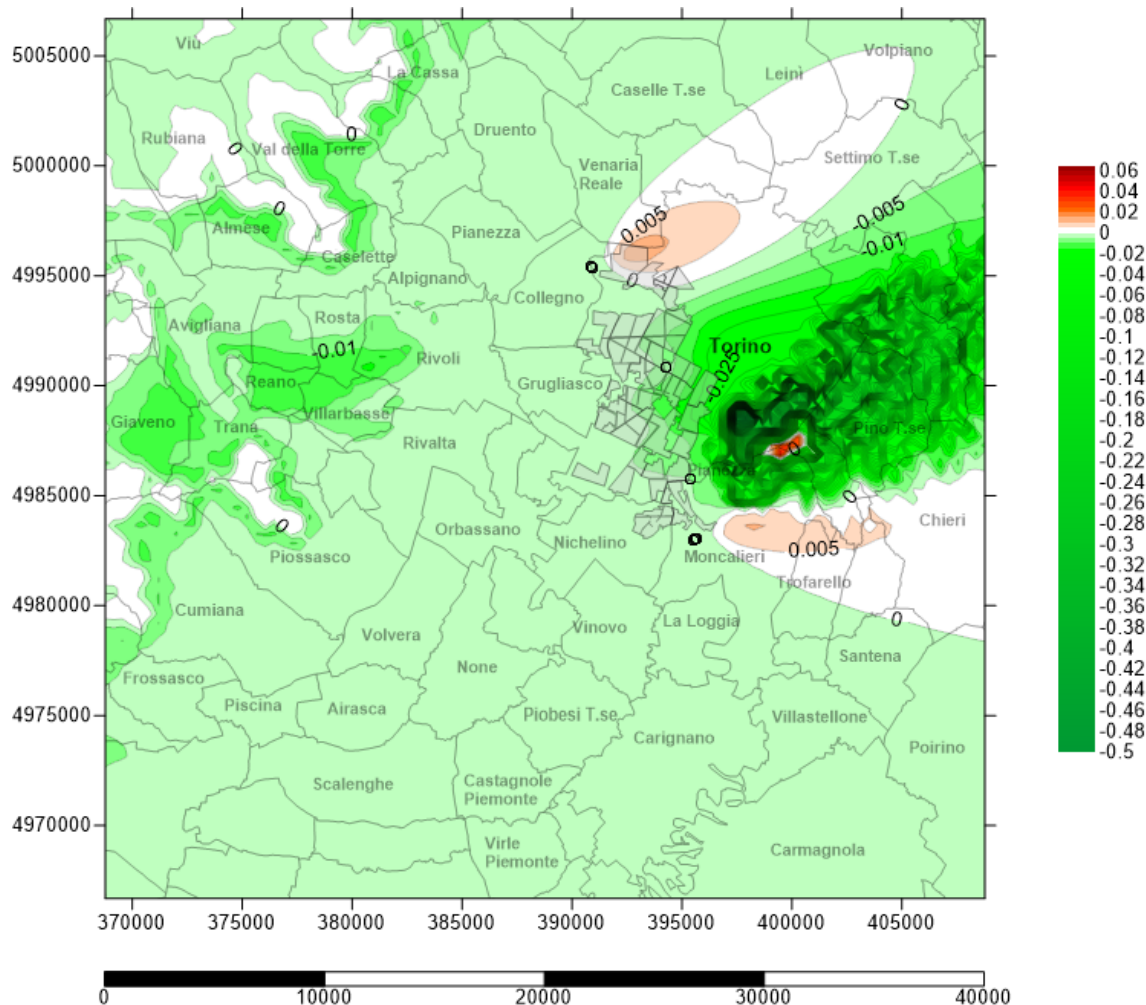


Figura Apx 3. 176 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo dei PM₁₀ – 03 Gennaio 2019 - VI Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio negativo mentre per quanto riguarda soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, si dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi $+ 0,06 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A3.27 Bilancio al suolo per il VII° scenario di TLR - 2020

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il VII° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.27.1 Bilancio al suolo di NO_x - VII Scenario - 2020

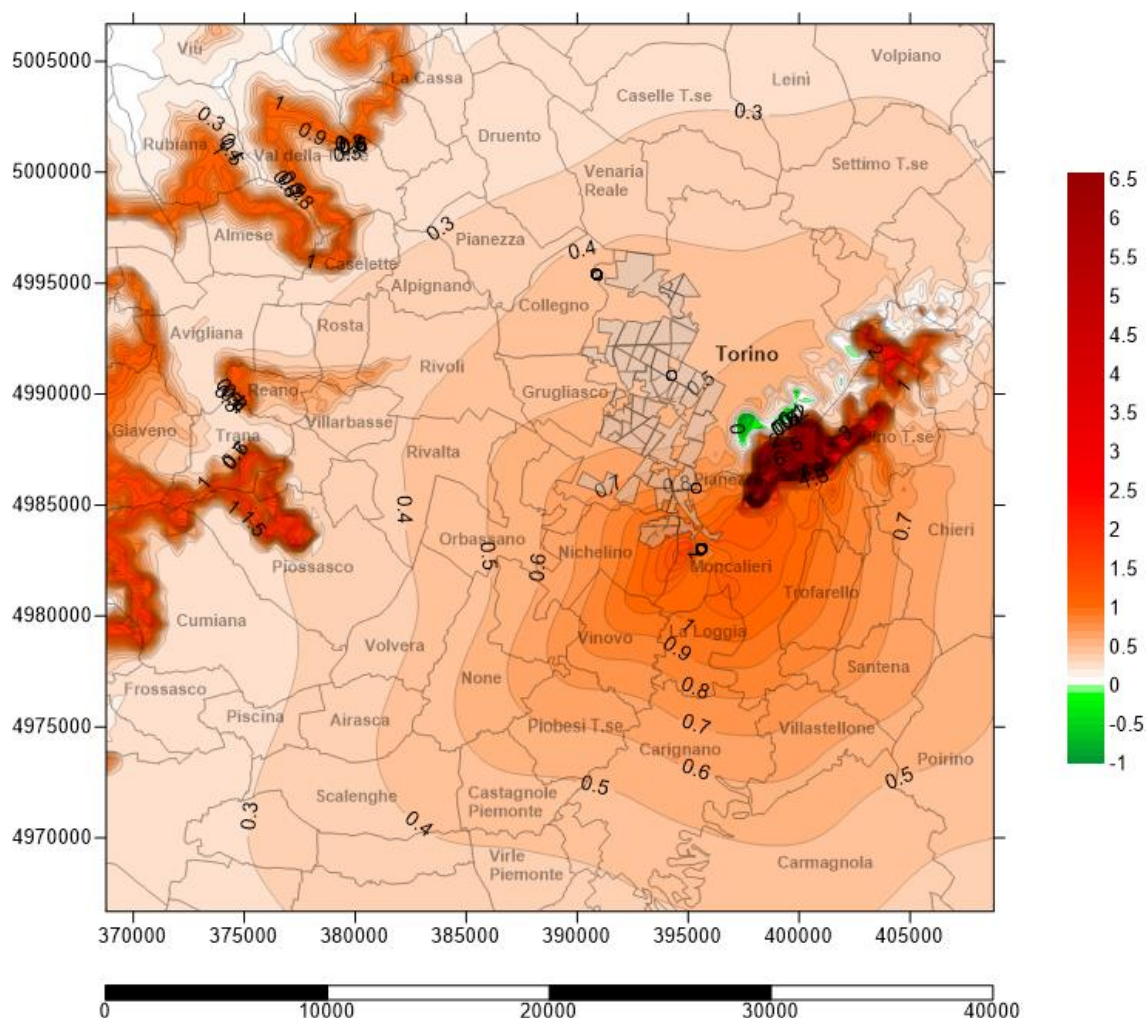


Figura Apx 3. 177 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x - VII Scenario - 2020 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

A.3.27.2 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2020 – VII Scenario

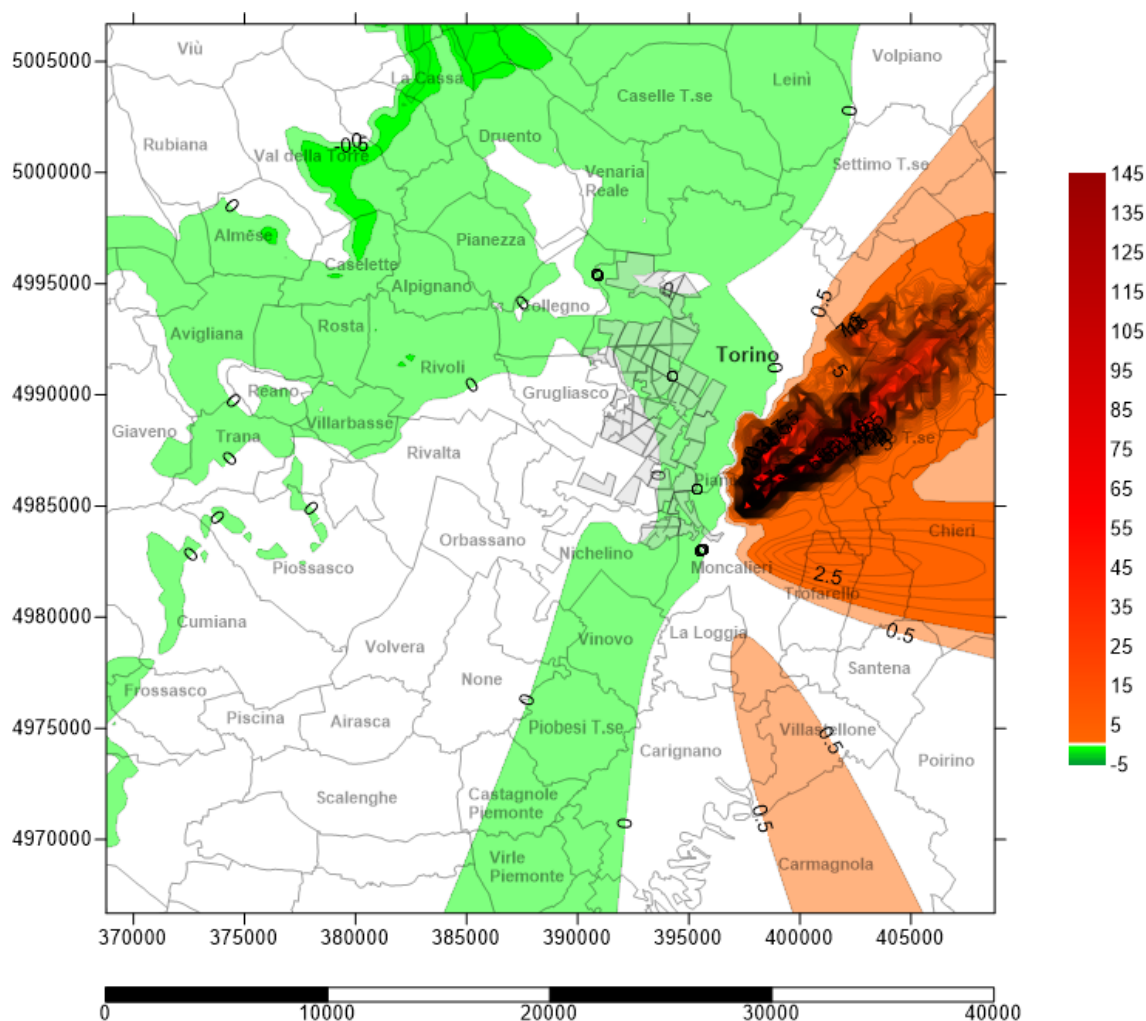


Figura Apx 3. 178 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2020 - VII Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone in rosso-arancio implicano un peggioramento della qualità dell'aria al suolo, mentre quelle in bianco una situazione mediamente neutra e in verde le aree con miglioramento locale.

Le zone collinari e pedemontane sono sede di aumento delle concentrazioni fino a un massimo di $145 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo; ampie aree non sono interessate dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura che, da Virle-Piemonte, si protrae fino a Caselle Torinese e Leini, e tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx

A.3.27.3 Bilancio al suolo di NOx 03 Gennaio 2020 – VII Scenario

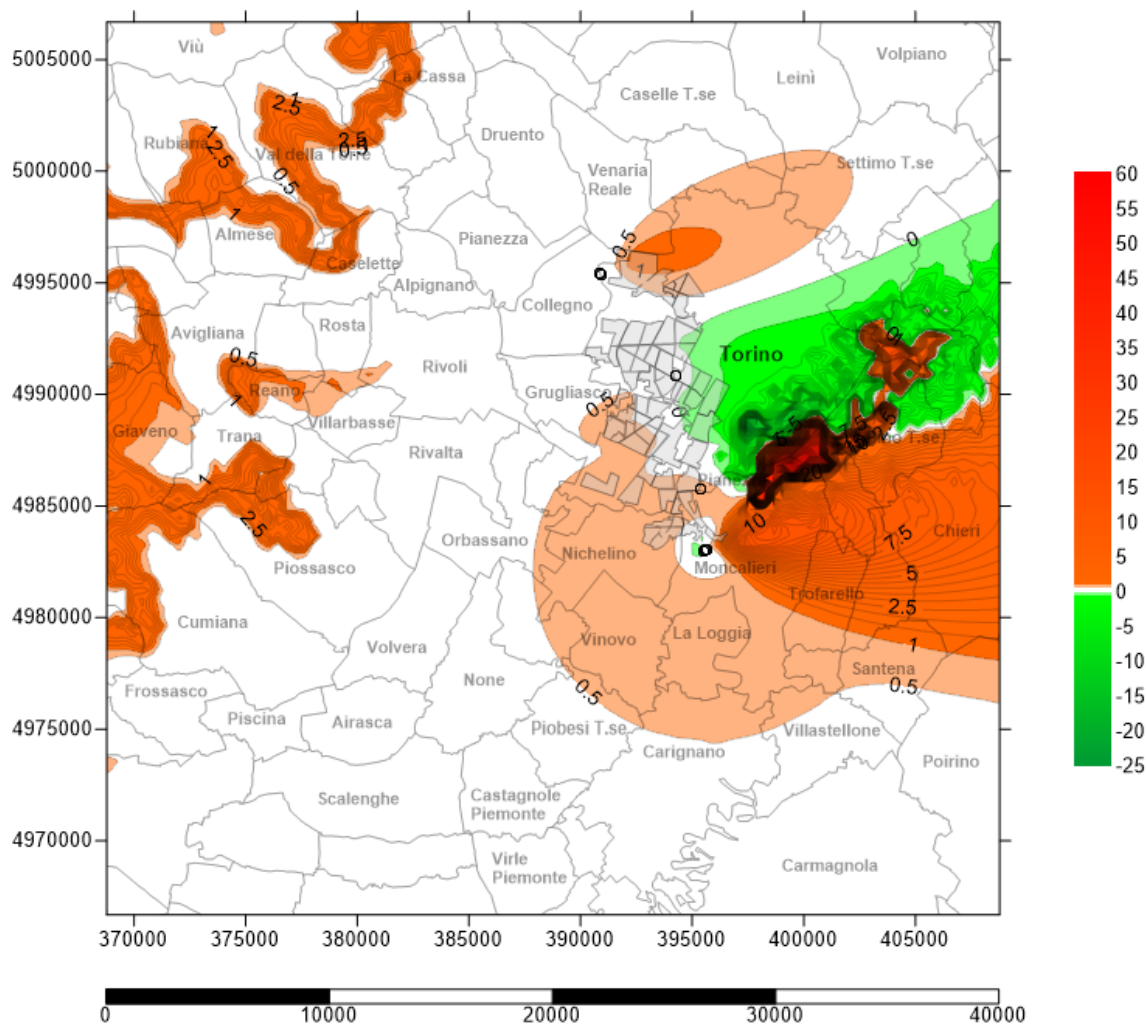


Figura Apx 3. 179 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2020 - VII Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-25 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $12 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A.3.27.4 Bilancio al suolo di PM_{10} - VII Scenario - 2020

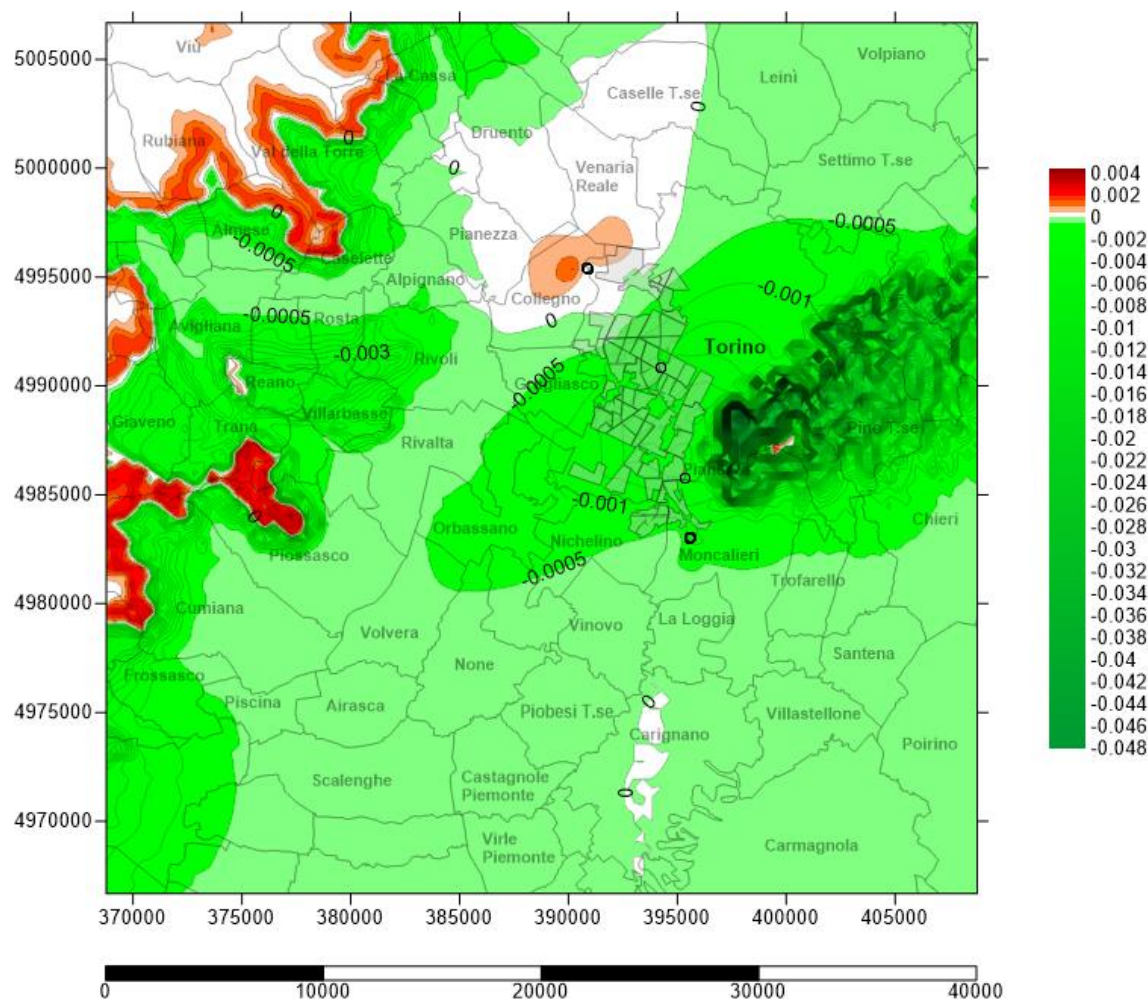


Figura Apx 3. 180 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli PM_{10} – VII Scenario - 2020 [$\mu g/m^3$]

Anche per l'anno 2020 è prevista un'incidenza migliorativa del particolato al suolo, le uniche lievi modifiche in senso positivo (aggiunte al suolo) si riscontrano proprio a ridosso della pedemontana a ovest della collina torinese e in prossimità dell'impianto di Torino nord.

A.3.27.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ 26 Dicembre 2020 – VII Scenario

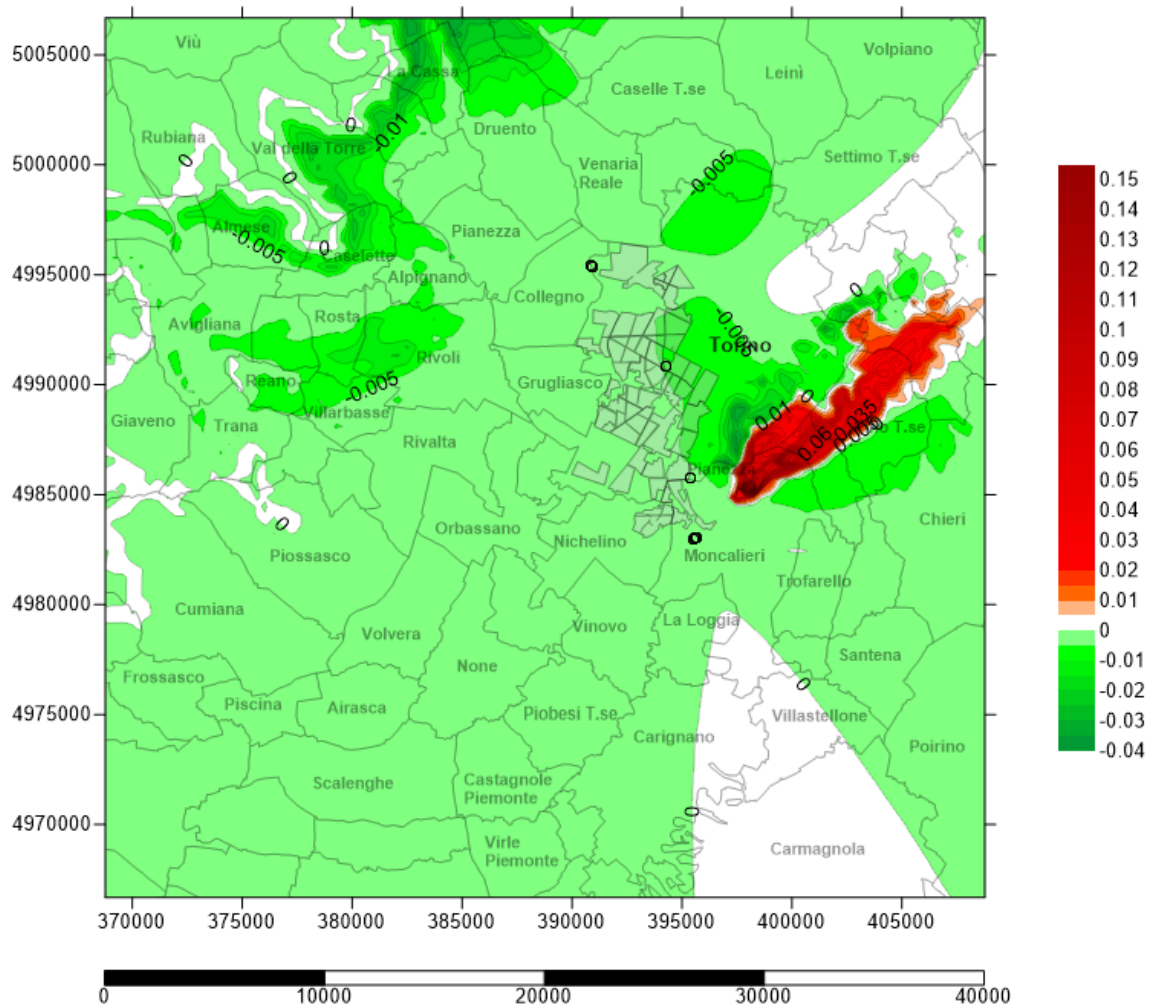


Figura Apx 3. 181 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2020 - VII Scenario cogenerativo [µg/m³]

Le zone collinari di Torino sono sede di aumento delle concentrazioni del particolato fino un massimo di + 0,15 µg/m³ di NO_x alle concentrazioni di fondo; ampie aree sono interessate in senso migliorativo dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura a sud di Torino risulta essere a bilancio neutro.

A.3.27.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 03 Gennaio 2020 – VII Scenario

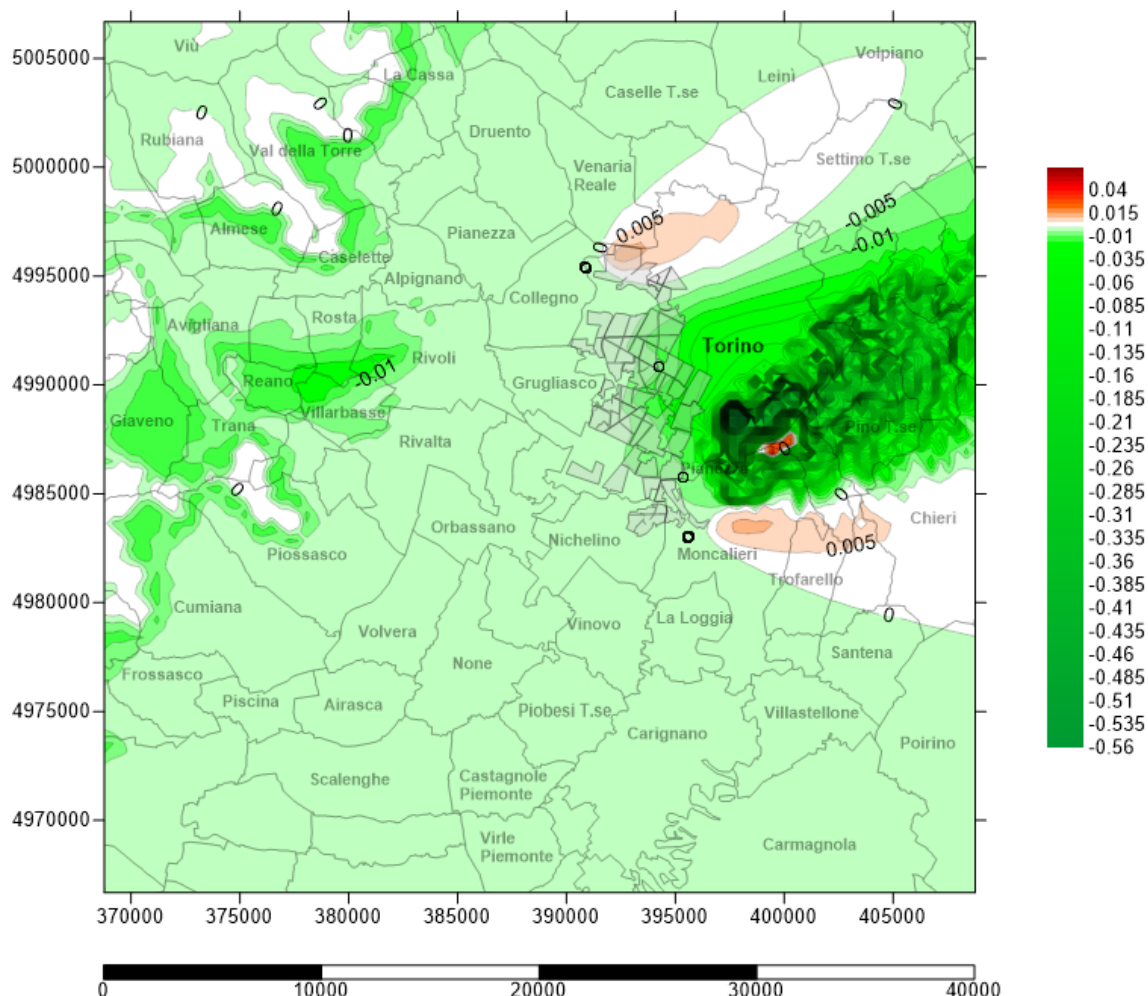


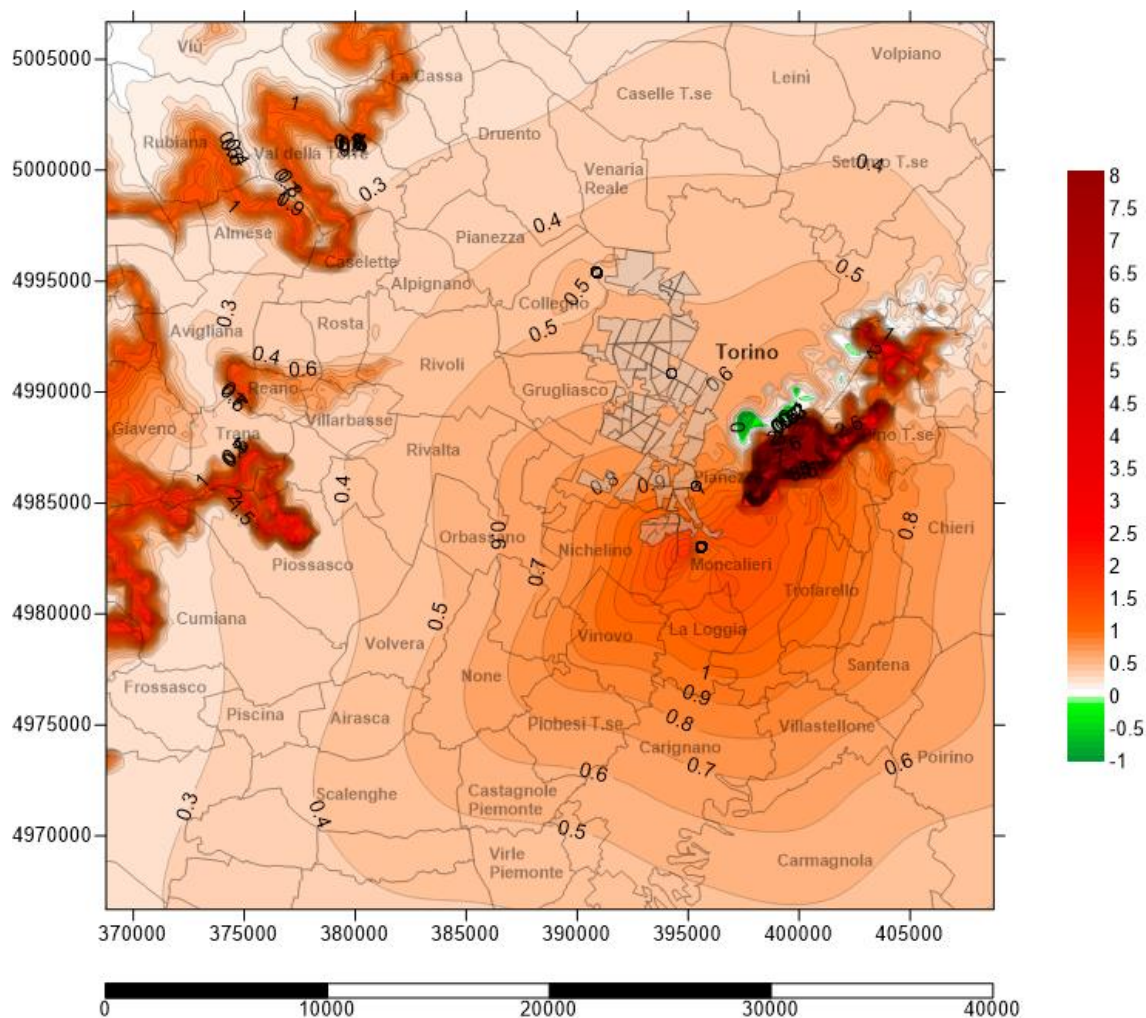
Figura Apx 3. 182 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli PM_{10} - 03 Gennaio 2020 - VII Scenario cogenerativo [$\mu g/m^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-0,56 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro/lievemente negativo, mentre per quanto riguarda l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $0,05 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A3.28 Bilancio al suolo per il VIII° scenario di TLR – 2021

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il II° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.28.1 Bilancio al suolo di NO_x - VIII Scenario - 2021



A.3.28.1 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2021 – VIII Scenario

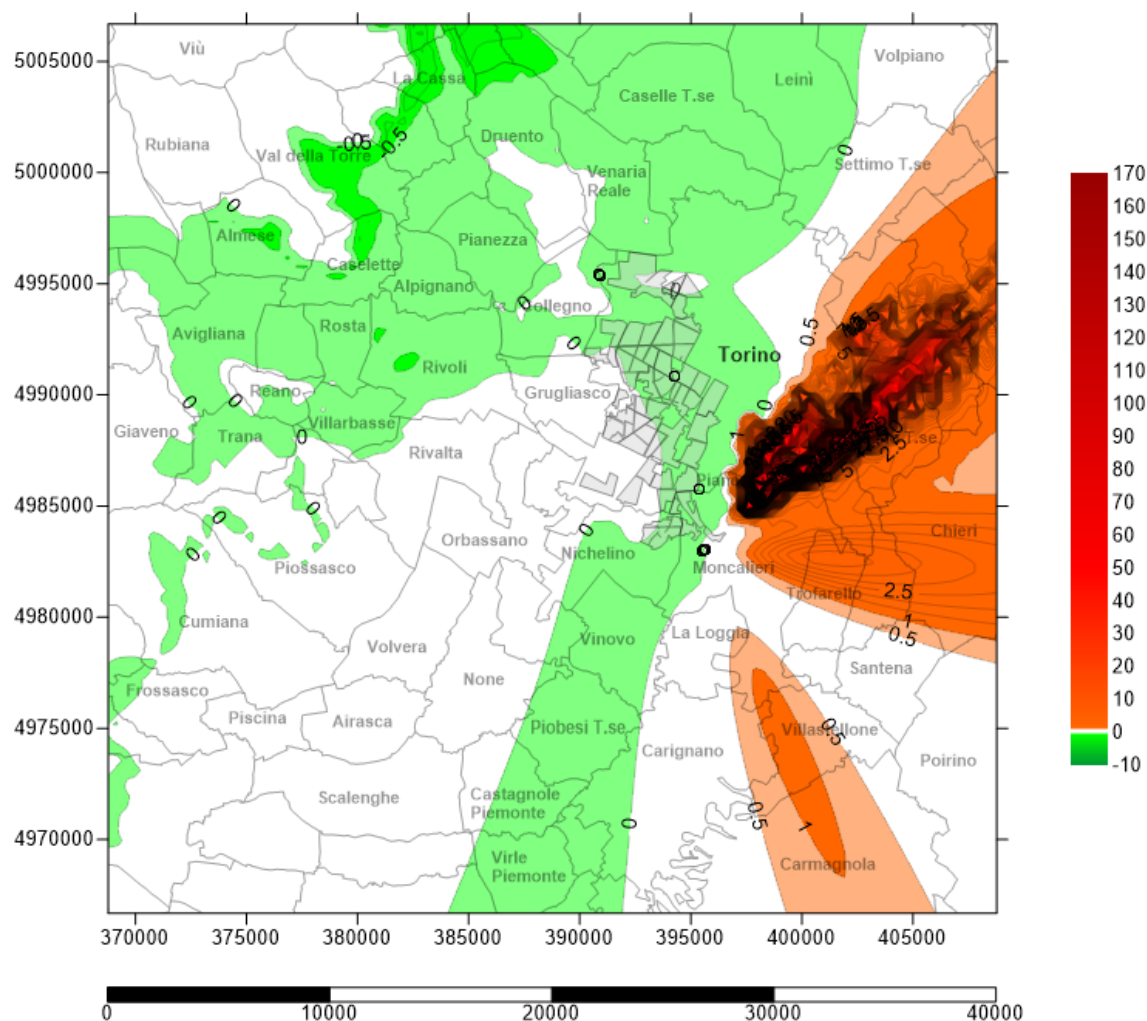


Figura Apx 3. 184 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2021 - VIII Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone collinari e pedemontane sono sede di aumento delle concentrazioni che ne 2021 arrivano a valori massimi di $170 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo; ampie aree non sono interessate dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura che, da Virle-Piemonte, si protrae fino a Caselle Torinese e Leini, e tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $-10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx.

A.3.28.3 Bilancio al suolo di NOx del 03 Gennaio 2015 – II Scenario

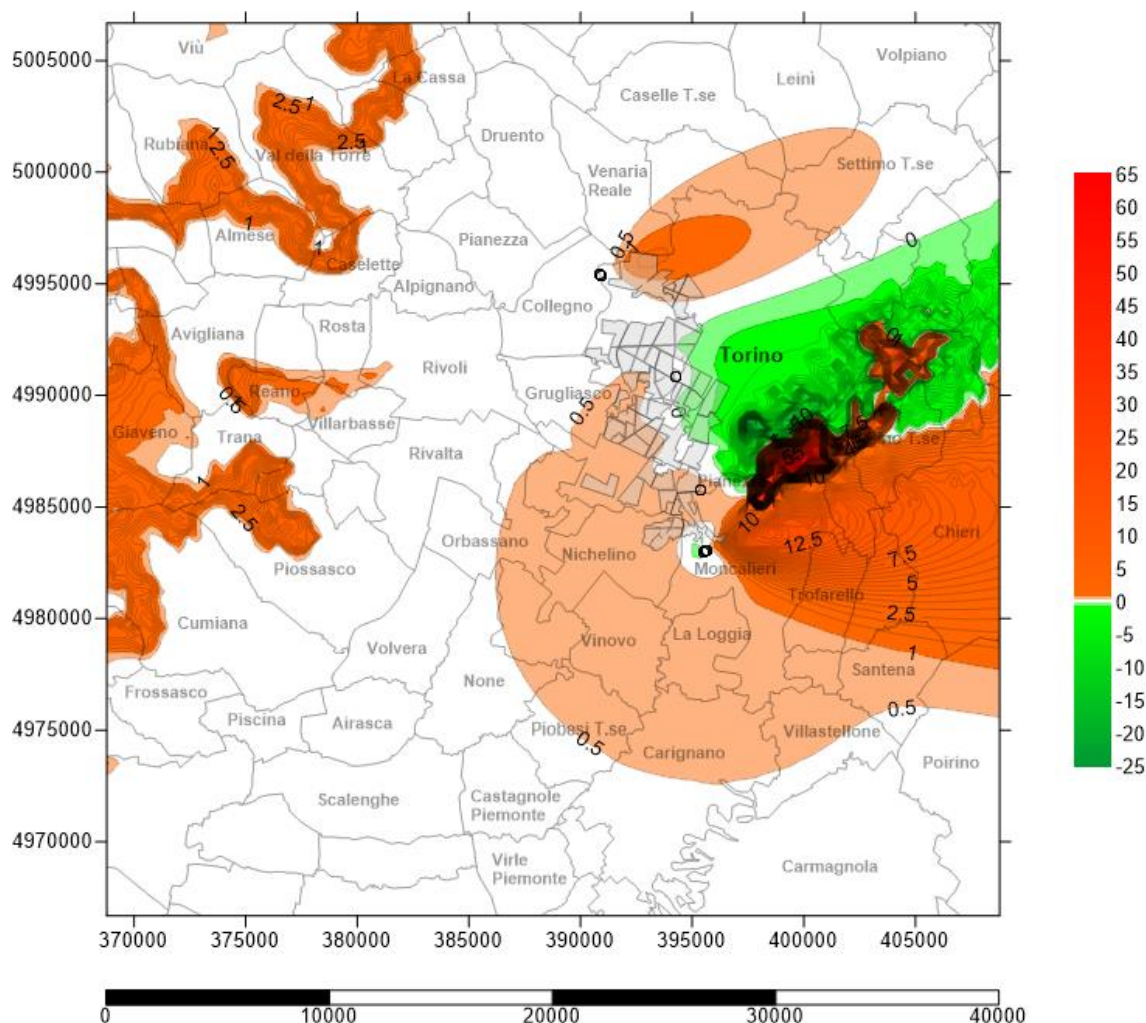


Figura Apx 3. 185 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2021 - VIII Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-25 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $65 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso.

A.3.28.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - VIII Scenario - 2021

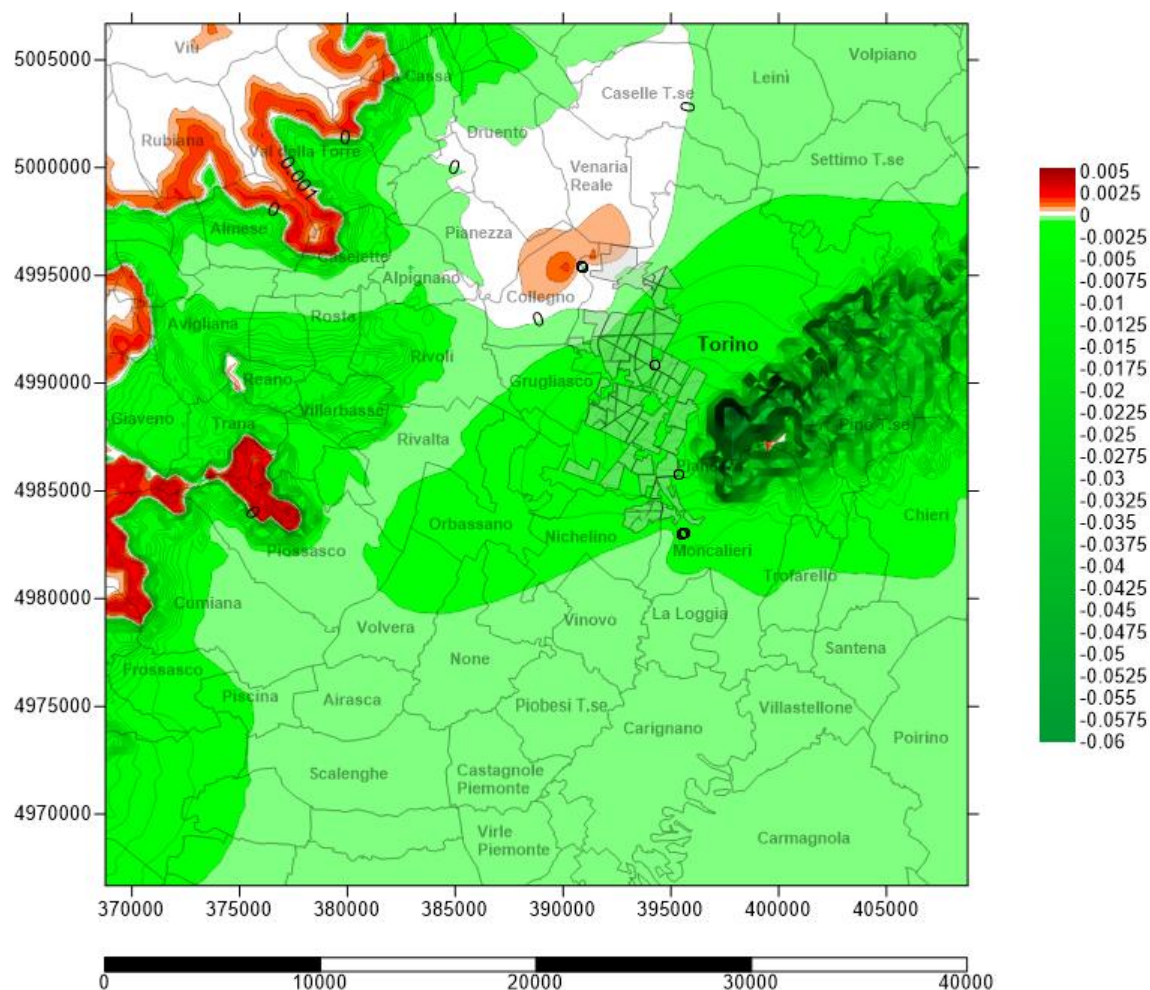


Figura Apx 3. 186 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli PM₁₀ - VIII Scenario - 2021 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Sulla linea positiva già percorsa nel 2020, anche per il 2021 il bilancio al suolo medio annuo per il particolato risulta essere a segno negativo con potenziale riduzione delle emissioni al suolo con valori massimi che toccano $-0,06 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.28.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 26 Dicembre 2021 – VIII Scenario

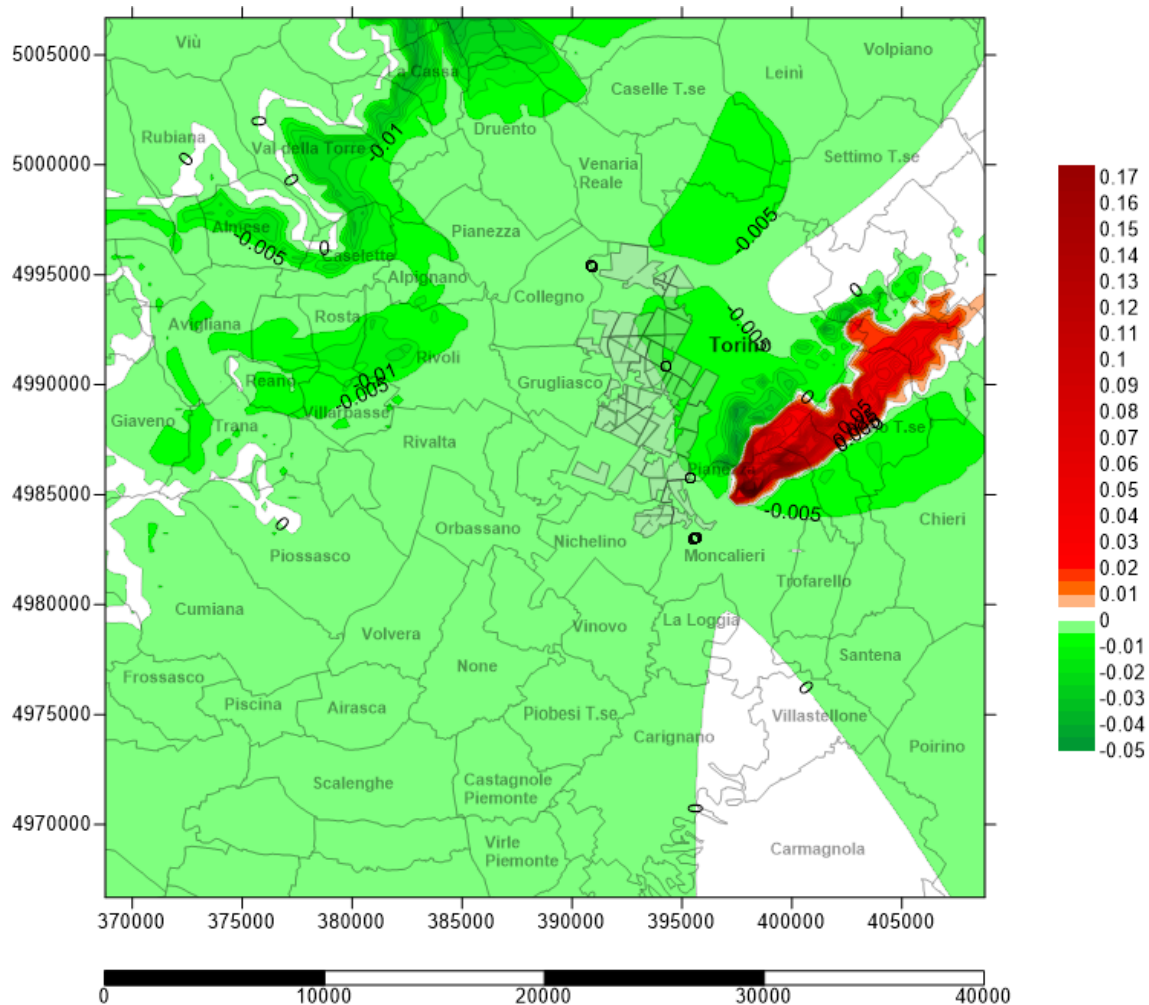


Figura Apx 3. 187 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli PM₁₀- 26 Dicembre 2021 - VIII Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Come già nel 26 dicembre degli anni precedenti, per il PM₁₀ in quasi tutta l'area di studio c'è la potenzialità di un miglioramento ambientale mentre solo sulla collina c'è un accumulo di particolato come conseguenza dell'attivazione degli impianti di cogenerazione. Il picco massimo ammonta a +0,17 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

A.3.28.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 03 Gennaio 2021 – VIII Scenario

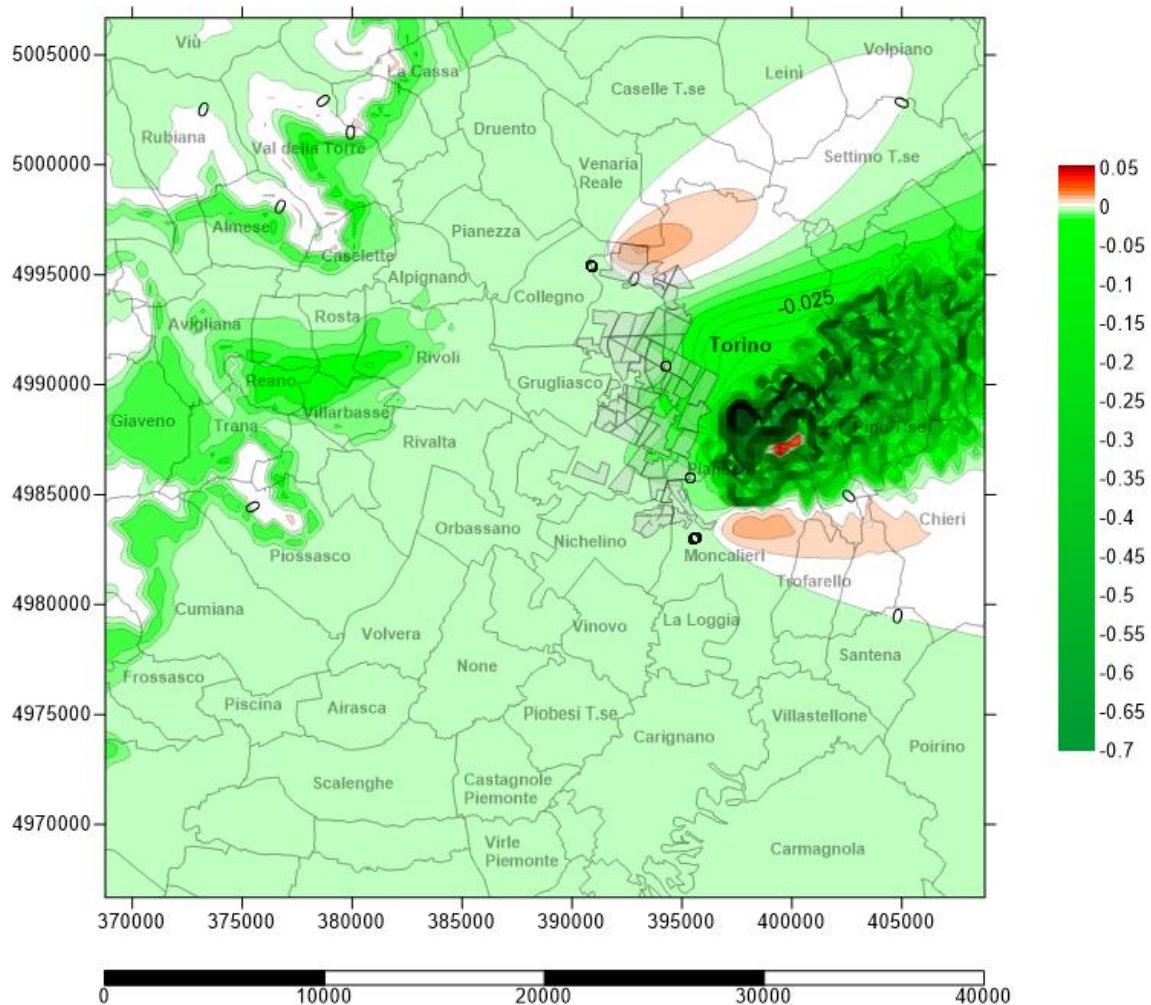


Figura Apx 3. 188 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ - 03 Gennaio 2021 - VIII Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-0,7 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro /negativo mentre per quanto riguarda l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $+ 0,05 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A3.29 Bilancio al suolo per il IX° scenario di TLR - 2022

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il IX° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.29.1 Bilancio al suolo di NO_x - IX Scenario - 2022

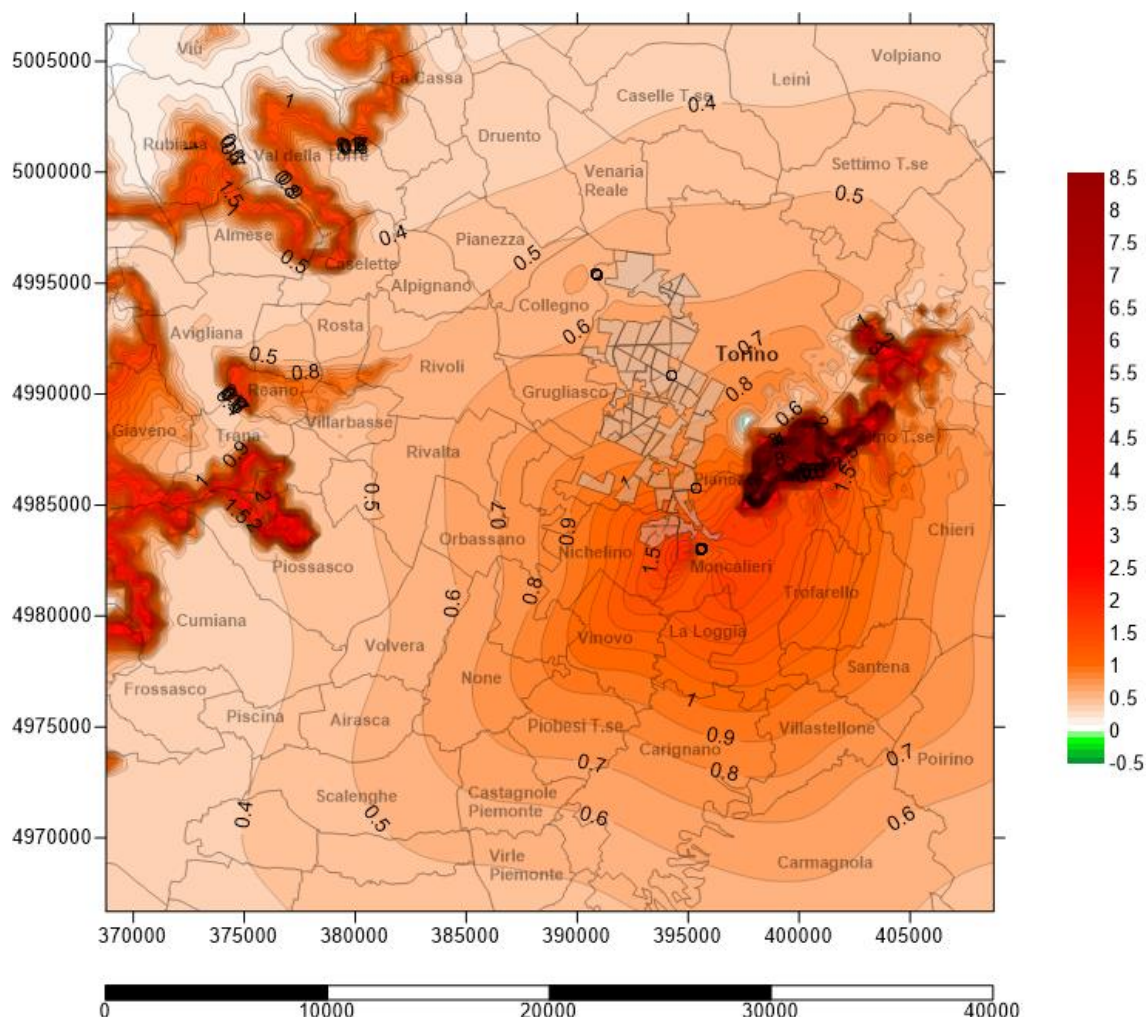


Figura Apx 3. 189 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x – IX Scenario - 2022 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

A.3.29.2 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2022 – IX Scenario

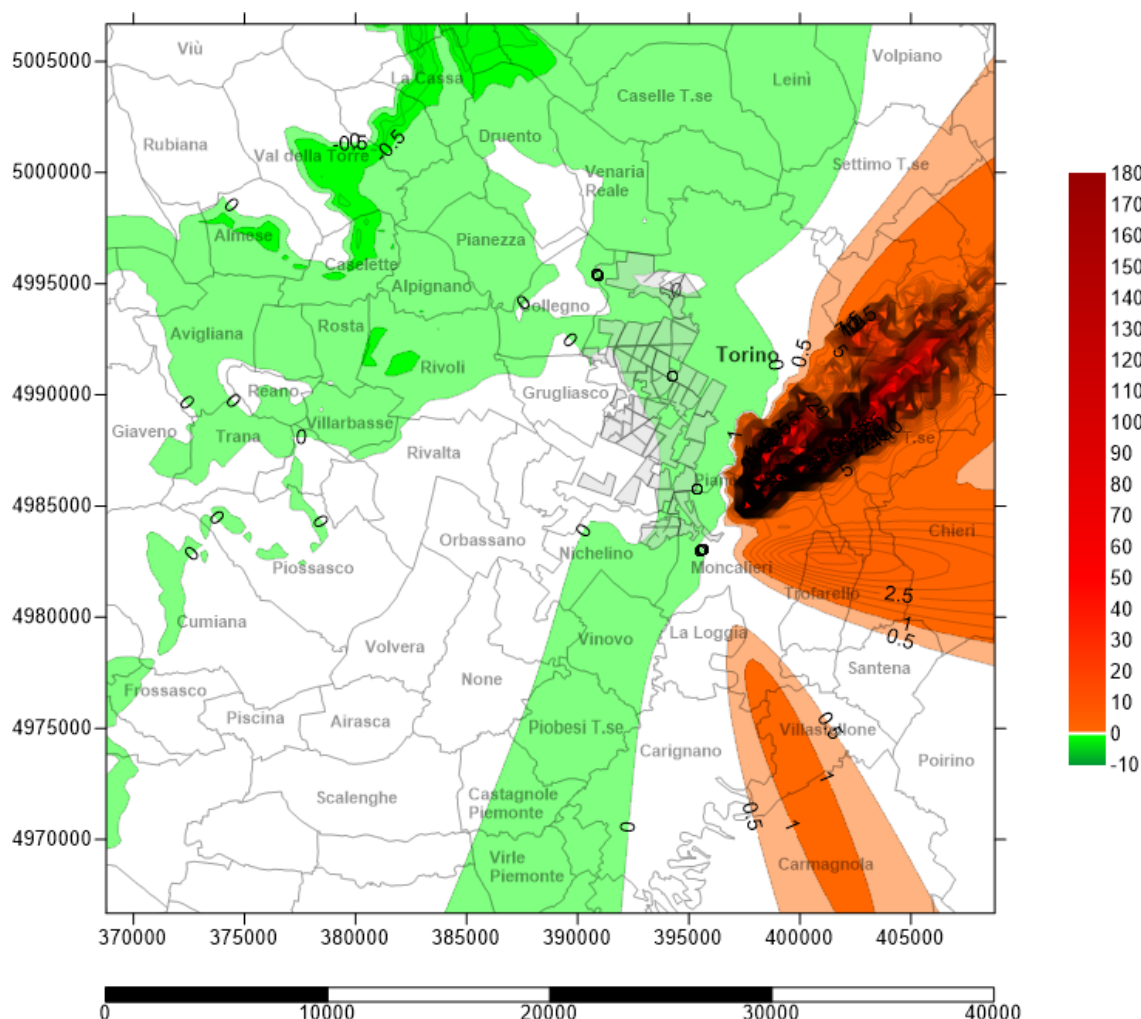


Figura Apx 3. 190 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2022 - IX Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone in rosso-arancio implicano un peggioramento della qualità dell'aria al suolo, mentre quelle in bianco una situazione mediamente neutra e in verde le aree con miglioramento locale.

Le zone collinari e pedemontane sono sede di aumento delle concentrazioni fino a un massimo di $180 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo; ampie aree non sono interessate dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura che, da Virle-Piemonte, si protrae fino a Caselle Torinese e Leini, e tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $-10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx

A.3.29.3 Bilancio al suolo di NOx 03 Gennaio 2022 – IX Scenario

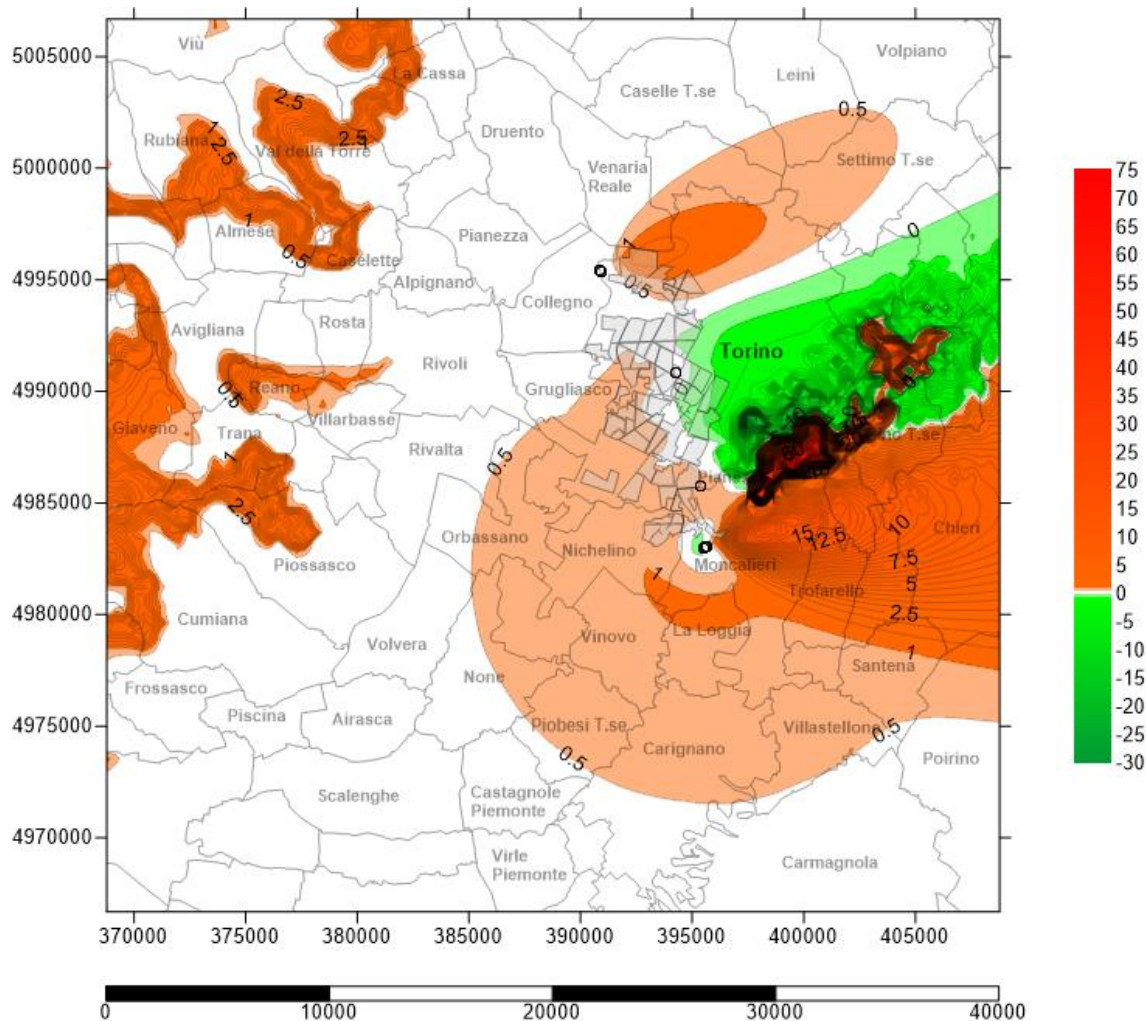


Figura Apx 3. 191 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2022 - IX Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-30 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di $75 \mu\text{g}/\text{m}^3$; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $17 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A.3.29.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - IX Scenario - 2022

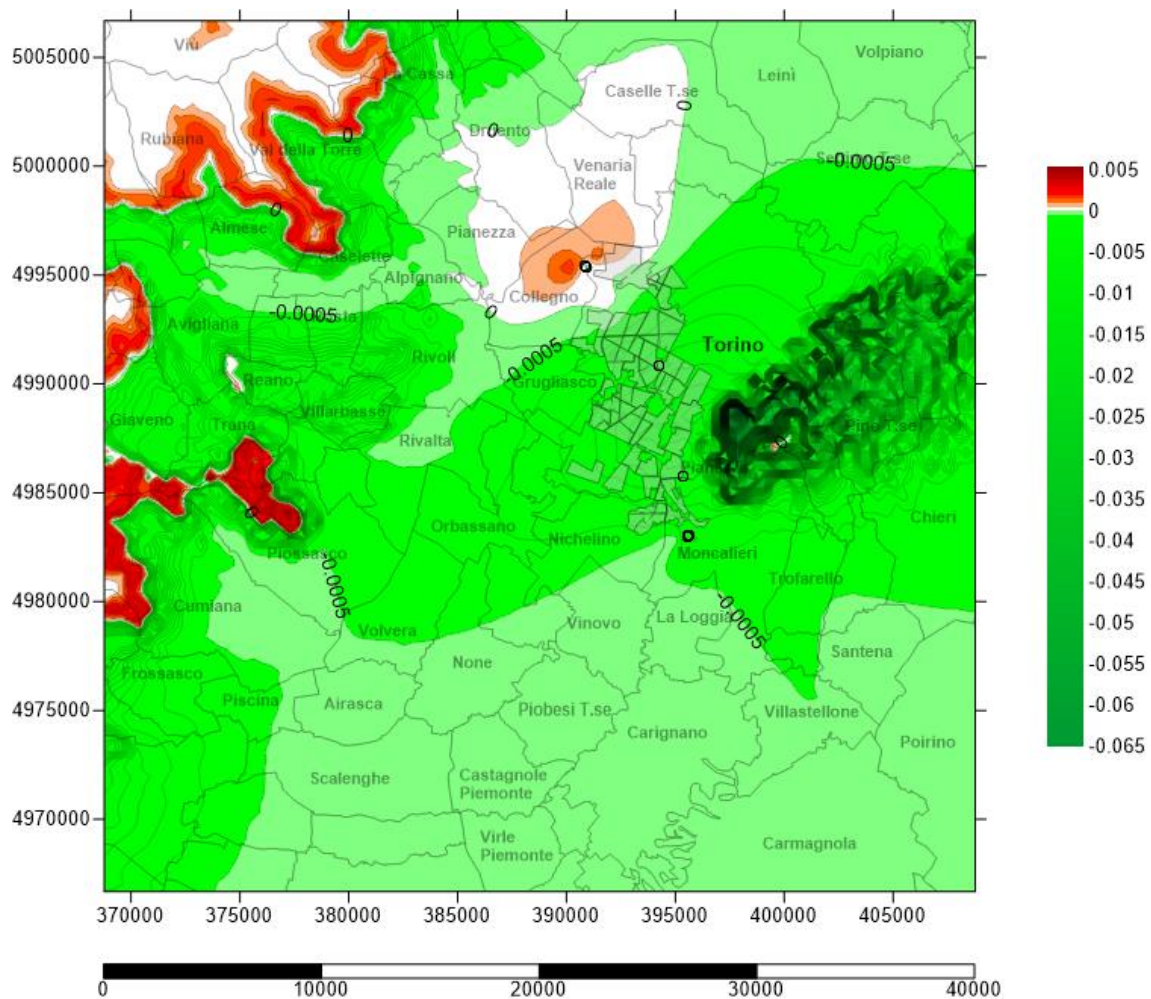


Figura Apx 3. 192 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli PM₁₀ – IX Scenario - 2022 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Così come per il bilancio medio annuo del 2021, anche in questo scenario vi è bilancio negativo con mitigazione del particolato al suolo grazie al teleriscaldamento in quasi tutta l'area analizzata con lievi peggioramenti a livello delle zone pedemontane delle valli a ovest della piana torinese e in prossimità della centrale di Torino nord.

A.3.29.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ 26 Dicembre 2022 – IX Scenario

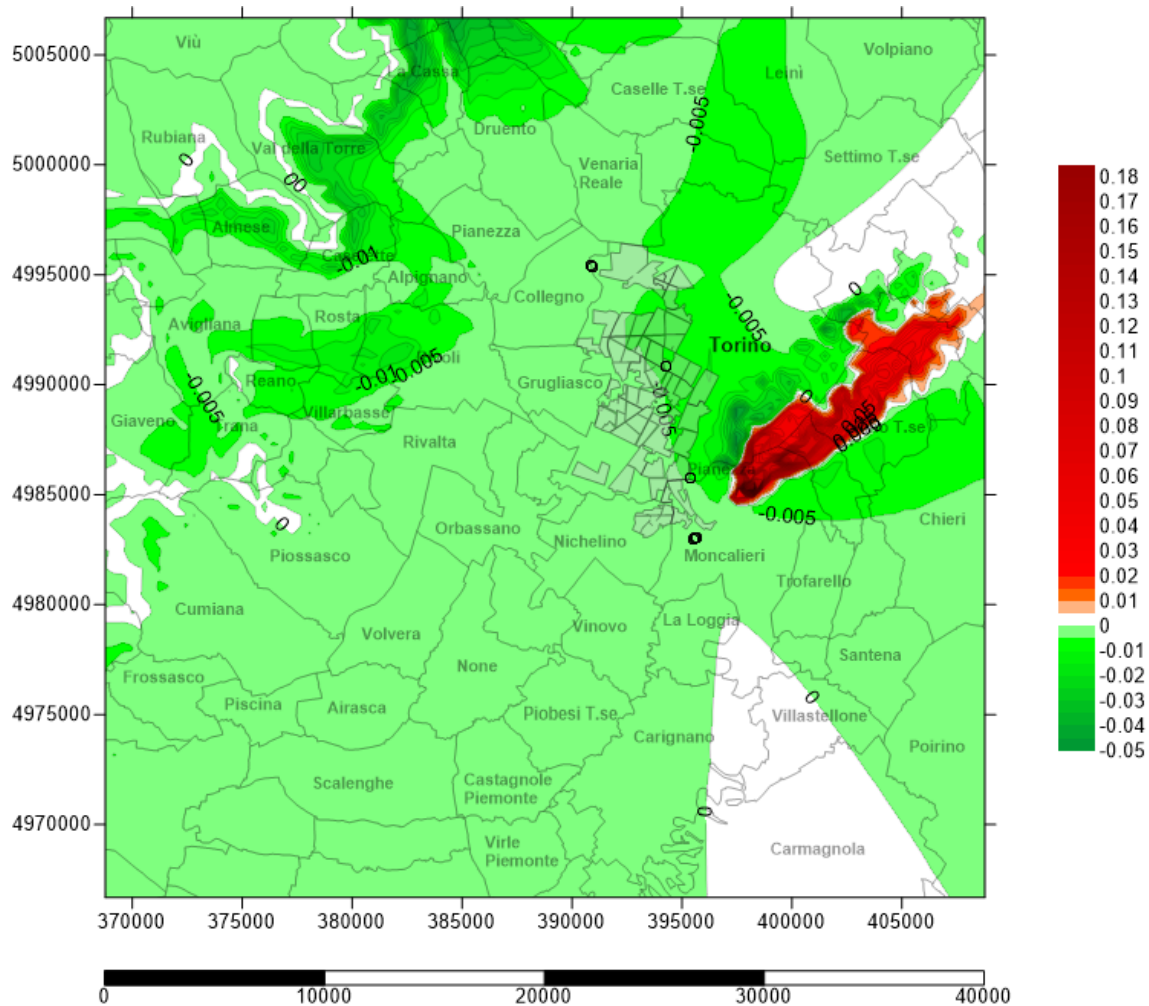


Figura Apx 3. 193 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli PM₁₀ – 26 Dicembre 2022 - IX Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Rispetto al 2021, il 26/12/2022 presenta una situazione al suolo di particolato simile, con effetti migliorativi più estesi. Il picco di recupero al suolo passa a $-0,05 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

6.4.9.1 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 03 Gennaio 2022 – IX Scenario

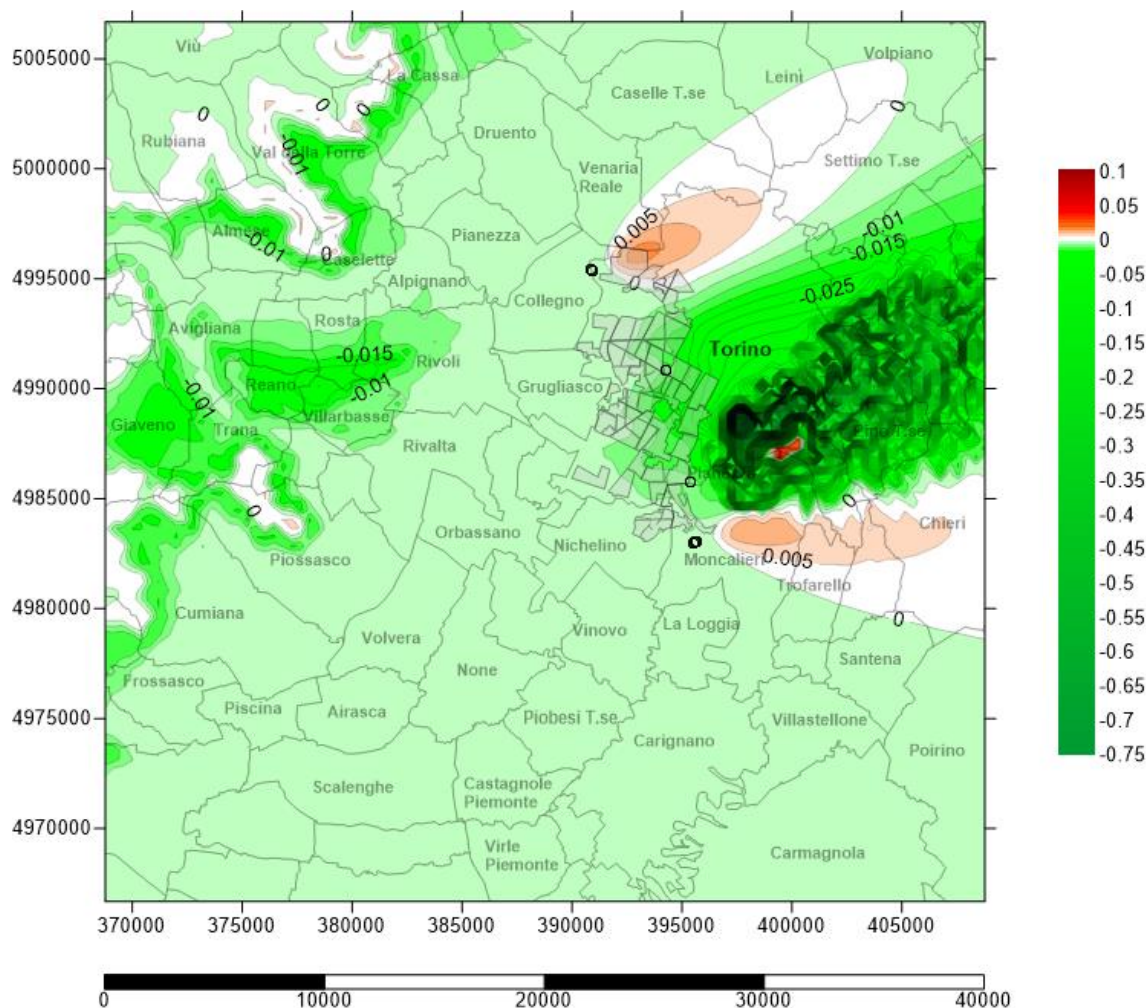


Figura Apx 3. 194 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli PM₁₀ – 03 Gennaio 2022 - IX Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di $-0,75 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro/negativo mentre per quanto riguarda soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di $+0,10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso

A3.30 Bilancio al suolo per il X° scenario di TLR - 2023

In prima analisi si andrà a valutare il bilancio locale su media annua nel caso di allacciamento al teleriscaldamento, poi i giorni di massimo impatto negativo/positivo dovuto al servizio di teleriscaldamento (centrali di cogenerazione, integrazione e riserva) oppure allo spegnimento delle caldaie per il X° scenario di ampliamento del teleriscaldamento sia per gli NO_x, sia per il PM₁₀. È necessario sottrarre i valori di concentrazione ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) evitati dal TLR a quelli immessi dagli impianti produttivi.

A.3.30.1 Bilancio al suolo di NO_x - X Scenario - 2023

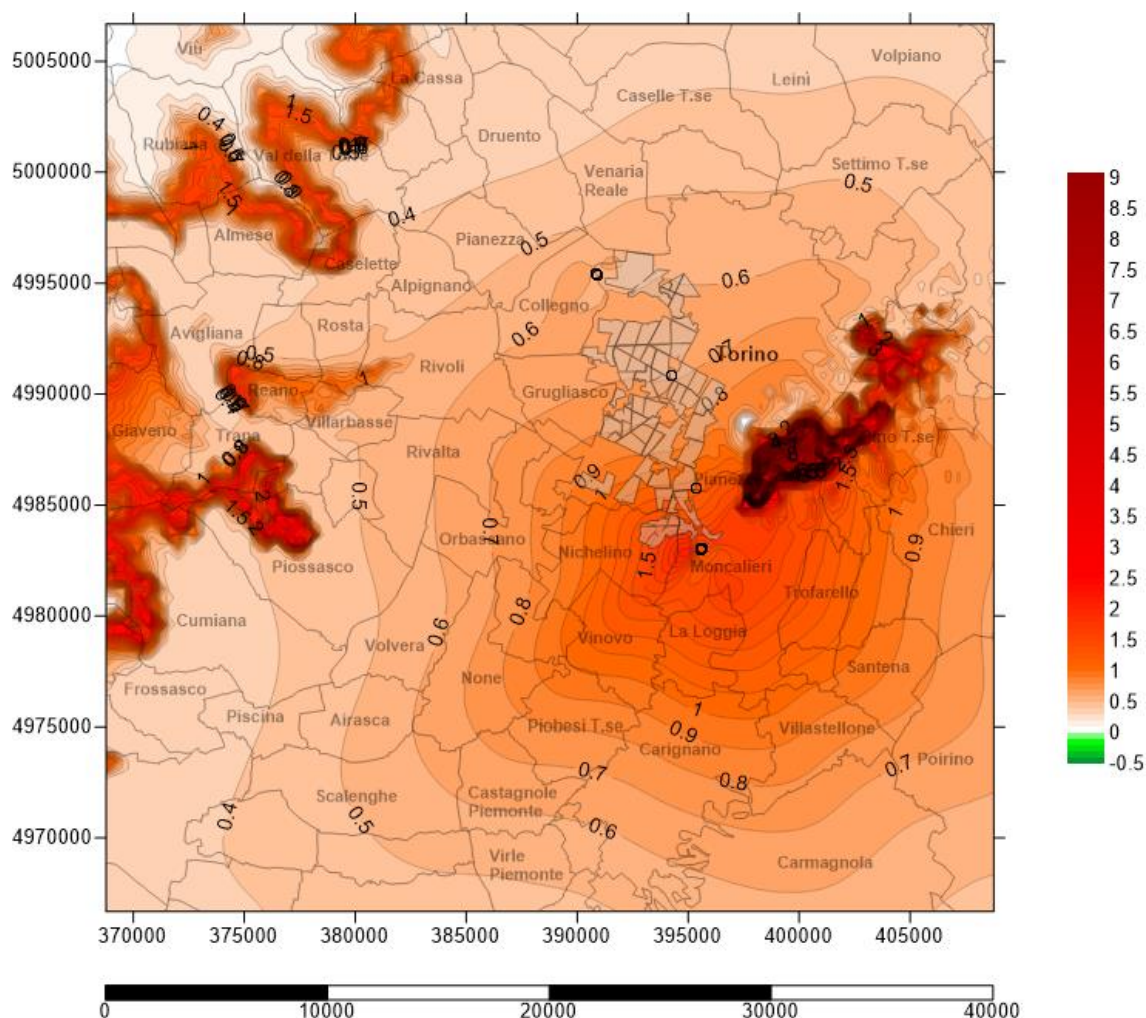


Figura Apx 3. 195 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x - X Scenario - 2023 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

A.3.30.2 Bilancio al suolo di NOx 26 Dicembre 2023 – X Scenario

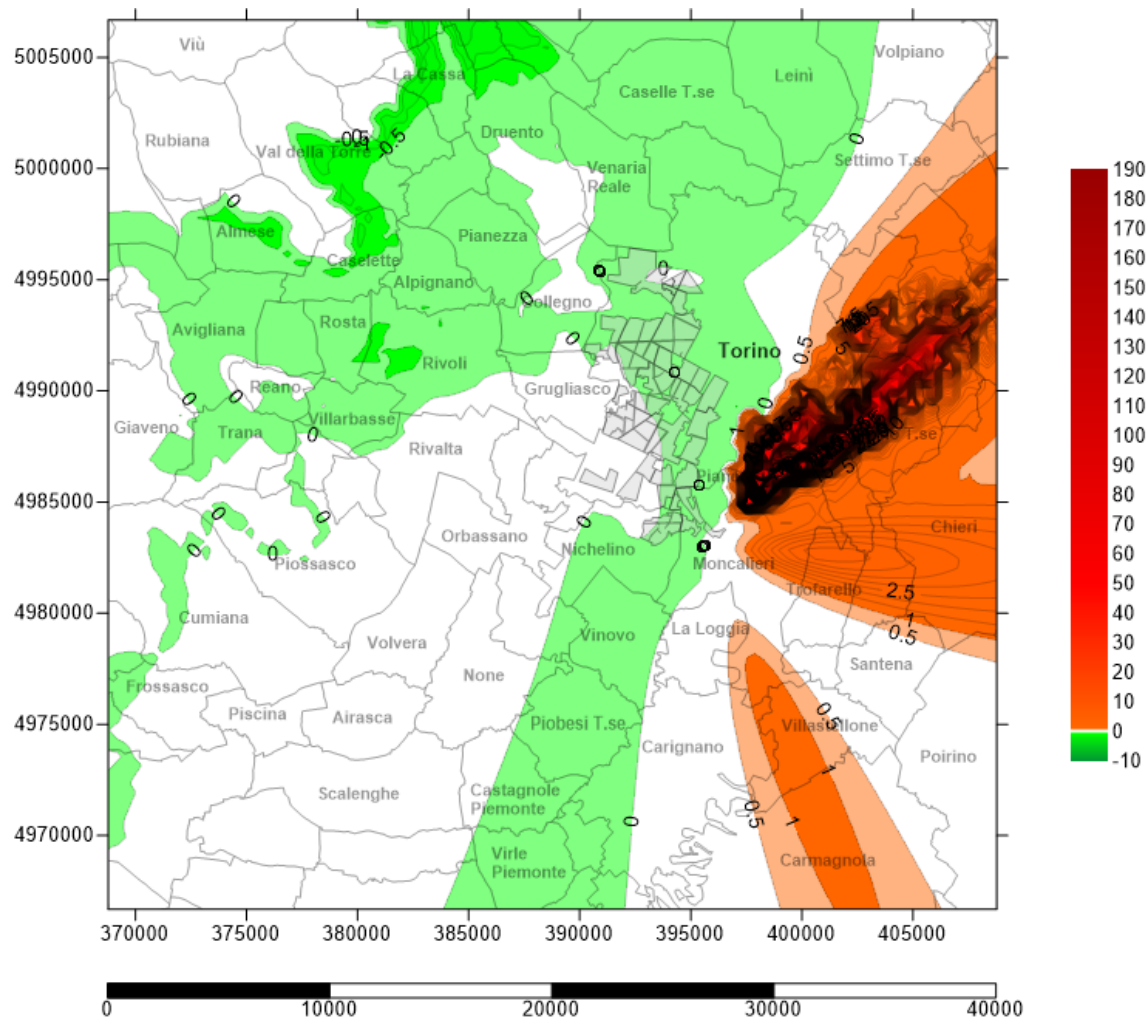


Figura Apx 3. 196 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli NOx – 26 Dicembre 2023 - X Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Nel massimo scenario di ampliamento del teleriscaldamento, le zone collinari e pedemontane sono sede di aumento delle concentrazioni fino a un massimo di $190 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx alle concentrazioni di fondo; ampie aree non sono interessate dalle variazioni emissive legate alle centrali cogenerative e al TLR, mentre una lingua di pianura che, da Virle-Piemonte, si protrae fino a Caselle Torinese e Leini, e tutto l'imbocco della Valle di Susa e di Lanzo, nonché la collina morenica di Rivoli-Avigliana presenta un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con apici di $-10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NOx.

A.3.30.2 Bilancio al suolo di NOx 03 Gennaio 2023 – X Scenario

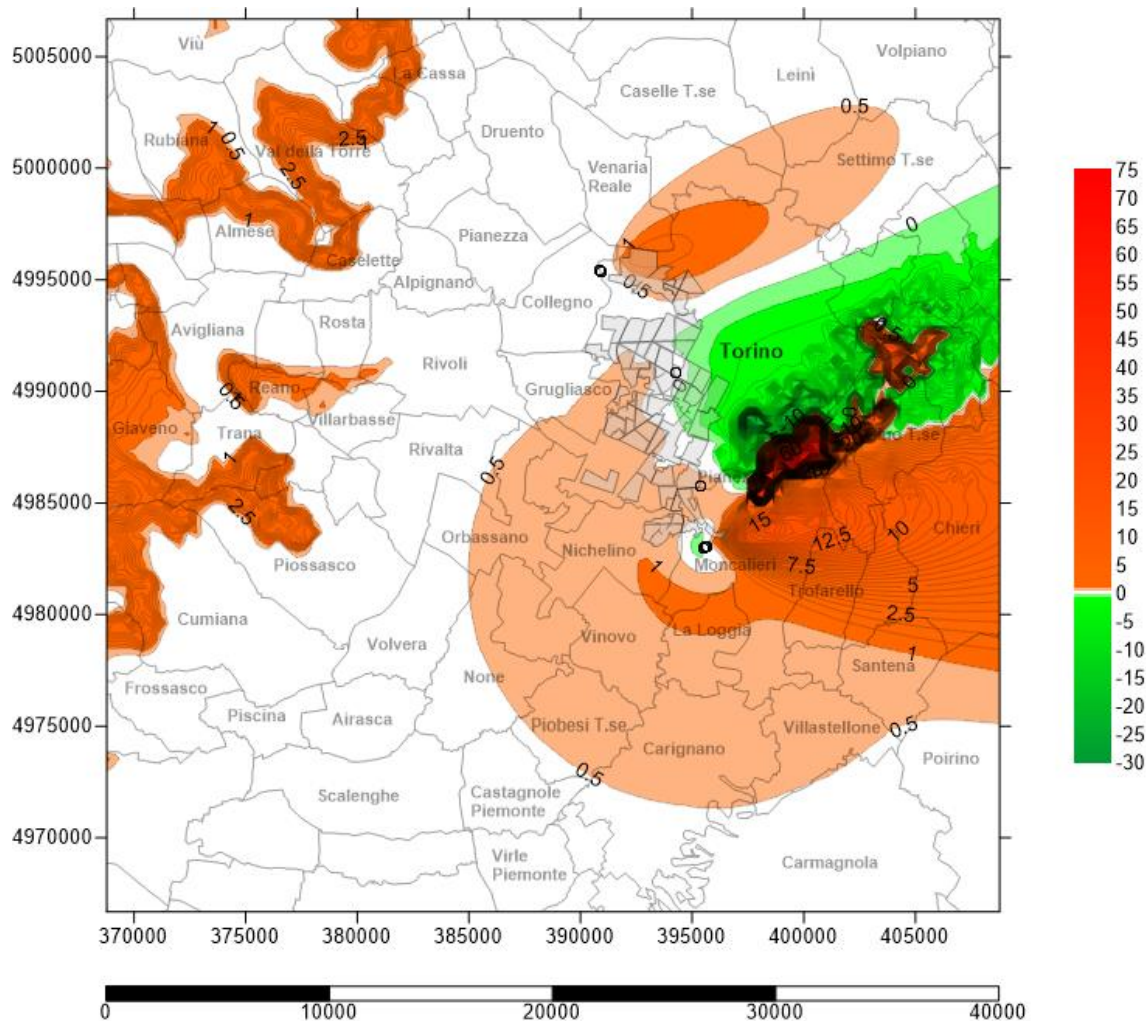


Figura Apx 3. 197 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo degli NOx – 03 Gennaio 2023 - X Scenario cogenerativo [µg/m³]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di -30 µg/m³. Quasi tutta l'area presenta un bilancio neutro mentre per quanto riguarda la bassa zona pedemontana della Valle di Susa, Valli di Lanzo e Monte San Giorgio, si può notare un aumento al suolo di ossidi di azoto con punte di 75 µg/m³; soprattutto l'area a est degli impianti di Moncalieri, dà evidenza dell'impatto degli stessi con picchi di 10 µg/m³. Anche l'impianto di Torino Nord fa notare la sua incidenza sempre a est dello stesso.

A.3.30.4 Bilancio al suolo di PM₁₀ - X Scenario - 2023

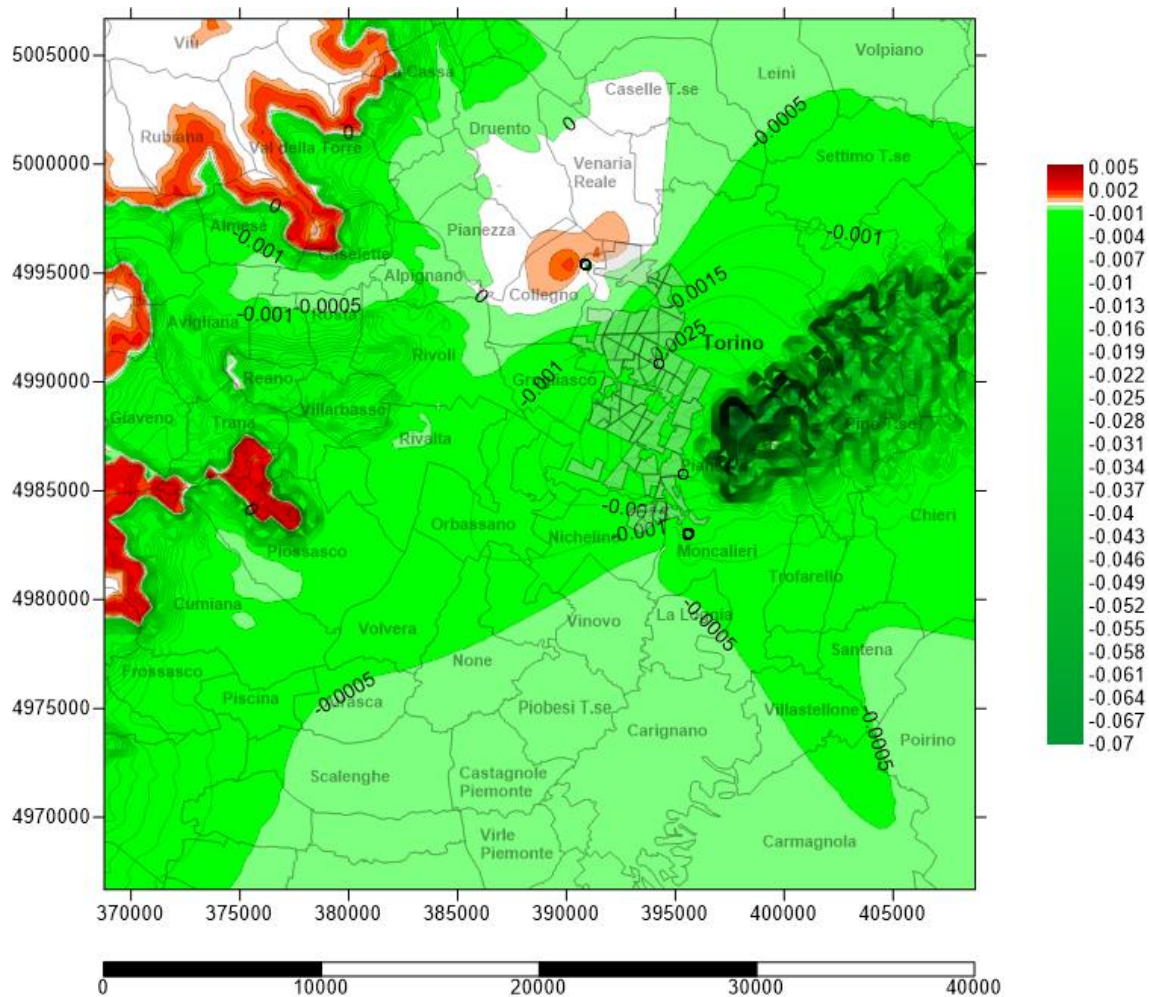


Figura Apx 3. 198 - Carta del bilancio delle concentrazioni medie annue al suolo degli PM₁₀ – X Scenario - 2023 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Sviluppando il Bilancio locale dell'ultimo scenario cogenerativo su base media annua, notando una forte differenza dell'ordine di grandezza delle concentrazioni al suolo per le centrali cogenerative e le utenze sostituite con TLR si arriva a una mappa di NO_x al suolo dalla quale emerge una forte influenza dello spegnimento delle caldaie domestiche.

Le uniche lievi modifiche in senso positivo si riscontrano proprio a ridosso della collina torinese e nel pedemontano a ovest della piana torinese.

A.3.30.5 Bilancio al suolo di PM₁₀ del 26 Dicembre 2023 – X Scenario

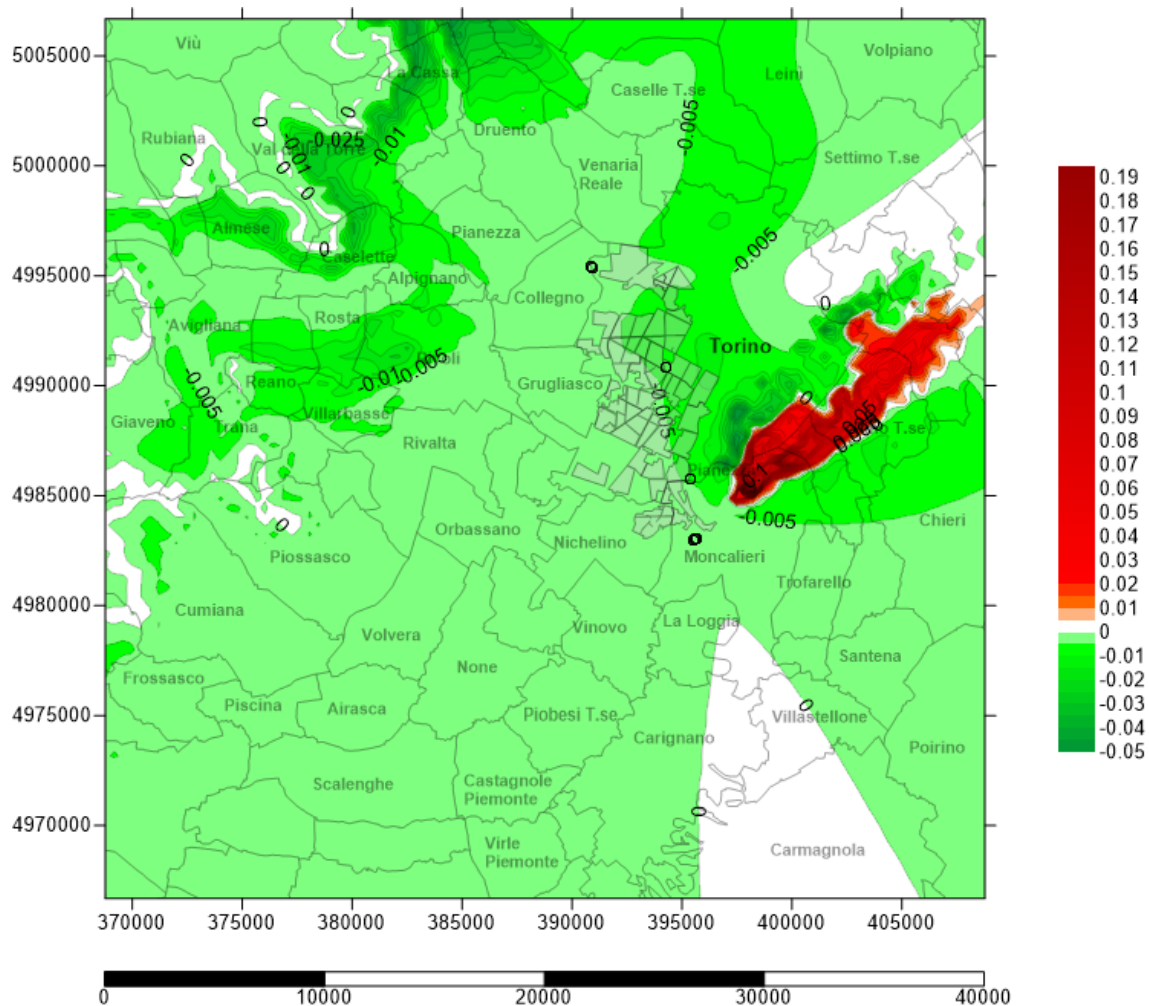


Figura Apx 3. 199 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo giornaliere degli PM₁₀ - 26 Dicembre 2023 - X Scenario cogenerativo [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Le zone in rosso-arancio implicano un peggioramento della qualità dell'aria al suolo, mentre quelle in bianco una situazione mediamente neutra e in verde le aree con miglioramento locale.

Le zone collinari sono sede di aumento delle concentrazioni fino un massimo di $0.19 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di TSP alle concentrazioni di fondo; ampie aree presentano un miglioramento sulla qualità dell'aria al suolo con punte di $-0.05 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di PM₁₀.

A.3.30.6 Bilancio al suolo di PM₁₀ 03 Gennaio 2023 – X Scenario

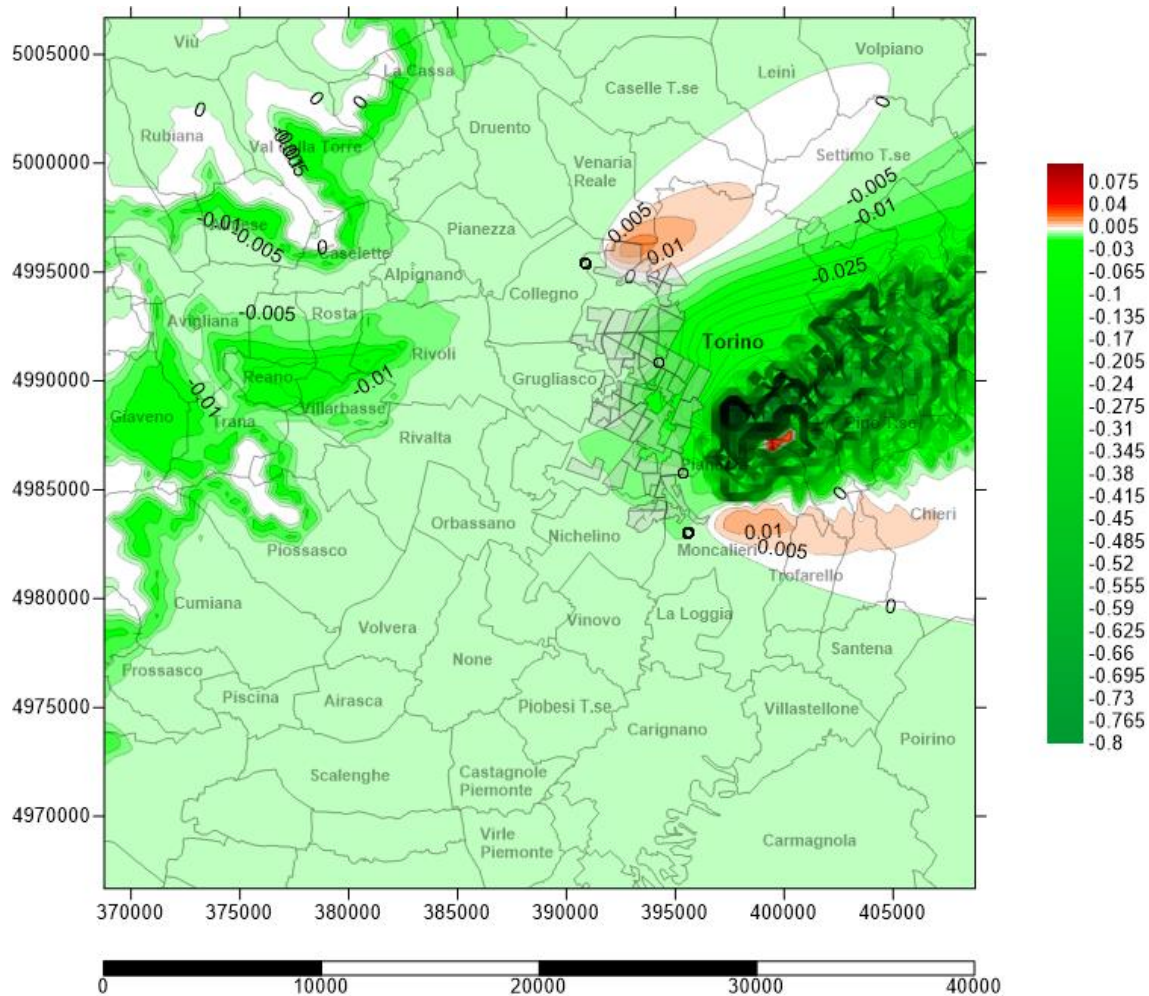


Figura Apx 3. 200 - Carta del Bilancio delle concentrazioni medie al suolo dei PM₁₀ – 03 Gennaio 2023 - X Scenario cogenerativo [μg/m³]

È possibile notare, nel giorno con maggior vantaggio ambientale per il teleriscaldamento, un'area che interessa principalmente Torino Ovest e una buona parte della collina torinese, con valori negativi di impatto con punte di -0.8 μg/m³. Quasi tutta l'area presenta un bilancio lievemente vantaggioso mentre per quanto riguarda le zone vicine ai punti di emissioni di Torino Nord e Moncalieri, si può notare un aumento al suolo di particolato con punte di 0,075 μg/m³.

Ringraziamenti

Giunta alla fine di questo percorso, non mi resta che porgere i miei più sentiti ringraziamenti a coloro che, con passione e dedizione, hanno contribuito alla mia formazione.

In prima battuta è doveroso ringraziare il Professor Giuseppe Genon e l'Ingegnere Deborah Panepinto che, con assiduità, mi hanno seguita e motivata, passo dopo passo, in questo elaborato.

Un ringraziamento all'Ingegnere Gianpaolo Robusti col quali ho collaborato in Iren S.p.A.

Vorrei dedicare un pensiero positivo a tutti i professori che mi hanno formata, in questo mio percorso universitario, passandomi una buona apertura mentale e quel giusto rigore di metodo, nonché nozioni fondamentali e la passione per lo studio ingegneristico.

Un piccolo cenno a tutti coloro che hanno contribuito alla stesura della Tesi dandomi preziosi consigli: Ing. Alberto Poggio, guida maestra per l'analisi energetica; Ing. Daniele Russolillo, per la preziosa collaborazione e per i saggi consigli economico-finanziari; Diego Mo CSI-Piemonte-Direzione Territorio, supporto per i dati urbanistici di alto dettaglio; Anna Elmarenni – CSI-Piemonte-Area Produzione e servizi, per i consigli sulla gestione territoriale del sistema di dispacciamento termico; Adelaide Ramasotto – CSI-Piemonte, per la collaborazione e la disponibilità ad accogliermi in CSI, Ing. Barbara Moitre, supporto per le elaborazioni in GIS; Ing. Marco Poggio e Francesca Viggiano, per alcune dritte su Aermod; Stefano Campus - SIT, per il supporto di reperibilità dati cartografici.

Con la speranza di non aver dimenticato nessuno, passerei ora a individuare coloro che, nonostante siano consci della mia immensa gratitudine, mi hanno supportato e anche "sopportato" in questi anni: la mia mamma Antonietta, il mio papà Ezio, il mio fratellone Pierluigi e Stefano.

Meriterebbero parole di ammirazione capaci di riempire altre 400 pagine!!! Non credo sia però il caso e mi limiterò a ringraziarli in pochi versi per la fiducia e le libertà decisionali che mi hanno riservato fino ad oggi, per la caparbia, il senso del dovere, la dedizione allo studio e i valori che mi hanno tramandato. Sono grata a loro per il supporto morale, fisico e, soprattutto, economico senza i quali non avrei potuto raggiungere questi obiettivi ambiziosi.

Ricordo poi la mia passione, il violino e il pianoforte, che mi hanno accompagnata, ogni giorno, donandomi gioia, sollievo e quella flessibilità mentale che porto ora con me.

Termino ringraziando tutti i miei compagni di viaggio incontrati qui al Politecnico e con i quali ho avuto la fortuna di stringere legami indissolubili e i miei amici di sempre che continuano a starmi vicini.

Ovviamente un pensiero va a colui che mi segue con Amore e Passione, condividendo con me la quotidianità, le ansie e i momenti di gioia – Grazie Stefano.

Bibliografia

[Vademecum sulle tecnologie di risparmio energetico – redatto](#) in attuazione dell'articolo 15 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell'articolo 1, comma 119, lettera a), della legge 23 agosto 2004, n. 239

Il teleriscaldamento e la Cogenerazione – sostenibilità Energetica ed Ambientale del Territorio

Il sistema di Teleriscaldamento di Torino – Estratto dal 7° rapporto sull'Energia della Provincia di Torino

Studio di pre-fattibilità per l'ulteriore sviluppo del teleriscaldamento abbinato alla cogenerazione nell'area torinese

Piano di sviluppo del teleriscaldamento nell'ambito di Torino – PSLRTO

IREN MERCATO - Direzione Gestione Mercato Retail Area Torino e Teleriscaldamento

TAPE – Turin Action Plan for Energy – In attuazione di specific Protocollo di intesa tra Città e Politecnico di Torino 07/10/2009

Settimo rapporto sull'energia – Provincia di Torino - 2010

Contratto di consulenza 1064/2008: Provincia di Torino - Dipartimento di Energetica – Politecnico di Torino VALUTAZIONE DELLE PRESTAZIONI ENERGETICHE DEGLI EDIFICI ALLA SCALA PROVINCIALE – Prof. Ing. G. V. Fracastoro, Dott. Ing. M. Serraino

PAES Collegno

PAES Grugliasco

Patto dei Sindaci

Combustione di biomasse: recupero energetico e compatibilità ambientale - G. Genon, D. Panepinto

US EPA, User Guide for the AMS/EPA regulatory model AERMOD, EPA-454/B-03-001, Environmental Protection Agency, USA (2004).

Briggs, G. A. B (1993) Plume dispersion in the convective boundary layer. Part II: Analysis of CONDORS field experiment data. J.Appl.Meteor., 32, 1388-1425.

Webliografia

www.altaviamilano.it/altavia/index.php

www.ekopedia.org/Teleriscaldamento

www.ilteleriscaldamento.eu/

www.gruppoiren.it/teleriscaldamento.asp

www.irenenergia.it/ChiSiamo/Attivita/Teleriscaldamento/Distribuzione.html

www.comune.torino.it/ambiente/energia/fonti_rinn/integrazione-edificio-impianto.shtml

www.irenmercato.it/clienti

www.eib.org/attachments/pipeline/20080174_nts_it.pdf

www.ecoabita.it/pdf/Parte3.pdf

www.vocifuoridalcoro.net/scienza.html

www.orizzontenergia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=720&Itemid=1599

www.euroheat.org/Statistics-69.aspx

www.lsw.n.it/energia/articoli/celle_a_combustibile_per_la_produzione_di_energia_elettrica

www.idrogenovettore.altervista.org

www.gie.it/microturbina-a-cogenerazione.php

www.arpa.it

www.nonsoloaria.com

www.provincia.torino.gov.it/ambiente/energia/progetti/pattodeisindaci/mappa_patto_sindaci

www.provincia.torino.gov.it/ambiente/energia/progetti/piano_sviluppo_TLR

www.provincia.torino.gov.it/ambiente/energia/programm/index

www.provincia.torino.gov.it/territorio/sezioni/.../d.../prgc_e_varianti

www.energianuova.myblog.it

www.gecosistema.eu/dispersione-in-atmosfera-isc

www.scarlinoenergia.it/uploads/2008_12_23.pdf

www.comune.monsummano-terme.pt.it/dim_canna_fumaria.pdf

www.preventivo-certificazione-energetica.com/schede_tecniche_certificazione_energetica

www.waterworld.bs.it/UTILITA/norme/uni_10641.pdf

www.qualenergia.it/articoli/20120131-certificati-verdi-fissato-il-prezzo-2012

www.ilsole24ore.com/art/norme-e-tributi/2011-06-22/piano-economicofinanziario

www.reteclima.it/esternalita-ambientali-linquinamento-atmosferico-europeo-genera-costi-ambientali-e-sanitari-per-i-cittadini/

www.federambiente.it/open_attachment.aspx

<http://www.smartenergyexpo.net/it/teleriscaldamento-uno-strumento-l-efficienza-energetica-parte-seconda>